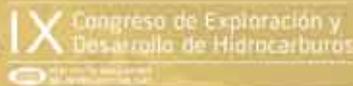


# Integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* de petróleo y gas



Media sponsor de:





# Compromiso con el país. Hoy y siempre.

- Somos la segunda productora de hidrocarburos del país, presente en las principales cuencas de la Argentina: Golfo San Jorge, Neuquina, Noroeste y Austral. Generamos trabajo para más de **11.000 familias**.

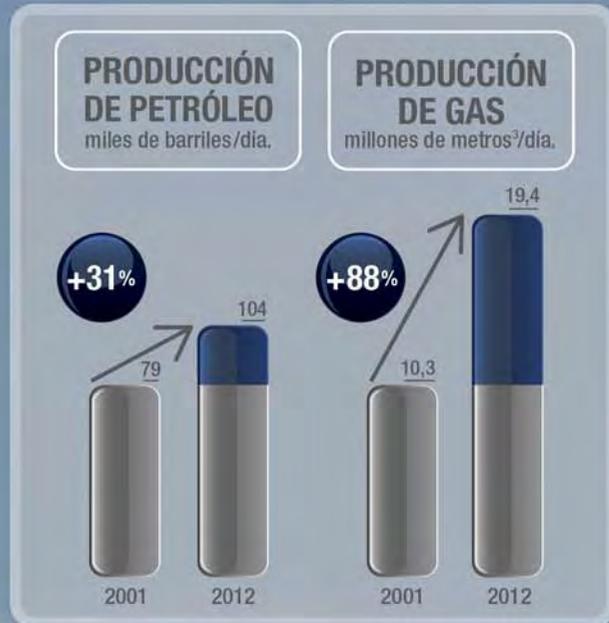
- **Siempre creímos en el país.** Desde 2001, somos la empresa que más ganancias reinvertió en la Argentina. Fueron 8.500 millones de dólares en los últimos 11 años y van a ser otros 1.250 millones de dólares más en 2013.

- Esa vocación por crecer nos llevó a aumentar un **31% nuestra producción de petróleo** y un **88% la de gas**.

- La misma vocación que nos lleva a desarrollar **59 programas sociales** que atienden las necesidades de **82.000 argentinos**.

- Desde 2005, desarrollamos el Programa Pymes, el único de índole privada que brinda capacitación y asistencia técnica gratuita a más de **180 empresas** de Chubut y Santa Cruz. Este año se suman empresas de Salta y Neuquén.

**Esto es lo que siempre hicimos y lo que seguiremos haciendo.  
Porque cuando crecemos, crece también la Argentina.**



**Pan American  
ENERGY**

Más que petróleo

[www.panamericanenergy.com](http://www.panamericanenergy.com)



**Y**a en el segundo semestre del año, *Petrotecnia* profundiza en una de las disciplinas más importantes para la industria del petróleo y del gas: la integridad.

Este concepto, el de la integridad, consiste en mantener, durante toda su vida útil, la capacidad que tiene cualquier instalación de realizar la función para la cual fue diseñada y construida. Y esta función debe ser desempeñada de manera segura y confiable, administrando con eficiencia los riesgos asociados a su funcionamiento, así como las consecuencias derivadas de cualquier falla eventual, en materia de ambiente, seguridad industrial y física, imagen de empresa o pérdidas económicas.

La integridad es importante de cara a la comunidad, a la cual, además de asegurarle una fuente de energía eficiente y sustentable, debemos garantizarle transparencia en la preservación del medio ambiente, para el presente y para el futuro.

Precisamente, este número está dedicado al 2º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas, realizado por el IAPG a finales de mayo último: algunos de los trabajos más sobresalientes allí presentados

aparecen en estas páginas; otros se irán publicando en futuros números. Incluimos en esta ocasión una de las prácticas recomendadas del IAPG, más utilizadas por los profesionales, sobre integridad de pozos inyectores. Porque la temática alcanza todas las divisiones de esta industria.

En el ámbito de la sustentabilidad, publicamos en esta ocasión una nota que responde a la pregunta de si es posible disminuir nuestras importaciones de gas. Un artículo sobre inspecciones de riesgo en plantas de bajo azufre completa las notas técnicas.

Y quisimos hacer un sitio especial a los 100 años que cumple la empresa Shell en la Argentina, ya que repasar su recorrido es repasar la historia de la industria del petróleo y del gas en nuestro país.

Por último, relatamos la siempre variada actividad institucional del IAPG y nuestra presencia en los principales eventos y congresos de la industria, de la Argentina y del exterior.

¡Hasta el próximo número!

*Ernesto A. López Anadón*



# Sumario



## Tema de tapa | Integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* de petróleo y gas

### 08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas  
Suplemento estadístico

## Tema de tapa



10

#### ■ **Creciente interés por la integridad de ductos en el país y en la región**

La última edición del 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Dowstream* de Petróleo y Gas realizado por el IAPG reveló una inusitada convocatoria; los principales trabajos y las conclusiones del exitoso evento.

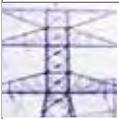


12

#### ■ **Manejo de la amenaza de corrosión bajo tensión en TGS**

Por *Mariana Córscico* (TGS)

La estrategia de una empresa transportadora para evaluar fallas y proceder a su disminución en cañerías enterradas de acero al carbono que sufren la amenaza de la Corrosión Bajo tensión (SCC).



20

#### ■ **Mitigación de interferencias electromagnéticas AC en configuraciones complejas de múltiples electroductos-gasoductos**

Por Ing. *Germán Mancuso* (Camuzzi Gas S.A.) y *Hernán Babino* (*Cathodic Protection Specialist* NACE)

Las acciones realizadas por Camuzzi Gas en dos gasoductos de Puerto Madryn interferidos electromagnéticamente por el Electroducto Futaleufú-Aluar.



46

#### ■ **Sistema de gestión de integridad sobre 350 equipos compresores.**

Por *Ricardo Álvarez* y *Eugenio Sebastián Oliveri* (Exterran) y *Esteban Rubertis*, *Federico Fernández Scudeller* y *Federico Rodríguez Urroz* (GIE S.A.)

Los resultados de las inspecciones realizadas en componentes estáticos sometidos a presión, pertenecientes a unidades moto-compresoras, de acuerdo con los *API 510* y *API 570* en más de 350 equipos.



60

#### ■ **Aspectos geotécnicos del Gasoducto Nor Andino en la Cuesta de Mal Paso**

Por *José Manuel Ponce* (TGN), *Juan Bustinza* (Tecnored Ingeniería S.R.L.) y *Rodolfo Reale* (Gasoducto Nor Andino S.A.)

Una descripción de la situación geológica y estructural de la Cuesta de Mal Paso, donde se halla el Gasoducto Nor Andino; el sistema de control de su deformación; el túnel y los aspectos significativos de su construcción, desde Salta hasta Chile.



76

#### ■ **Integridad: aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectoros**

Esta Práctica Recomendada, aprobada por la Comisión Directiva del IAPG en octubre de 2010, forma parte de una serie de recomendaciones técnicas realizadas por los más prestigiosos expertos de este Instituto, con miras a colaborar hacia una mejor actividad en la industria.

## Nota técnica



82

### ¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas?

Por *Salvador Gil* (ECyT – UNSAM)

Un uso eficiente y racional de la energía podría ahorrar al país más de 24 mil millones de U\$S en los próximos 15 años.



92

### Planificación de la Inspección Basada en Riesgo de una planta de bajo azufre

Por *Vanesa A. Casariego, Erica M. Welti y Mario J.A. Solari* (CTI Solari y Asoc. S.R.L.)

En este trabajo se explica que uno de los objetivos deseables para las refinerías del futuro es que sean más confiables y seguras, tanto para su personal como para el medio ambiente. Un camino posible para conseguirlo consiste en planificar las actividades de inspección utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgo en etapas tempranas de construcción de las plantas que conforman la refinería.

## Actualidad



106

### Shell cumple un siglo en la Argentina

Por *Eugenia Stratta* (Gerente de Biblioteca e Información Técnica del IAPG)

Un vistazo a los últimos cien años de la compañía de origen holandés en el país, lo que también es un repaso de la industria de los hidrocarburos, prácticamente desde sus inicios.

## Actividades



114

### Congresos y Jornadas. Los que se fueron. Los que vendrán

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país, para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

---

120 **Novedades de la industria**

126 **Novedades del IAPG**

129 **Novedades desde Houston**

---

130 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG\_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

## Staff

**Director:** Ernesto A. López Anadón

**Editor general:** Martín L. Kaindl

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

**Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:**

Mirta Gómez y Romina Schommer

**Departamento Comercial:** Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnia.com.ar

**Estadísticas:** Roberto López

**Corrector técnico:** Enrique Kreibohm

### Comisión de Publicaciones

**Presidente:** Eduardo Fernández

**Miembros:** Jorge Albano, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Fernando Romain, Romina Schommer, Gabino Velasco, Nicolás Verini

### Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

**PETROTECNIA** se edita los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas y a sus asociados personales.

**Año LV N° 4, agosto de 2014**

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

**Suscripciones** (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 580

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar

La revista *Petrotecnia* y el *Suplemento Estadístico* se imprimen sobre papel con cadena de custodia FSC.



## Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2014-2016

### CARGO

Presidente  
Vicepresidente 1°  
Vicepresidente *Upstream* Petróleo y Gas  
Vicepresidente *Downstream* Petróleo  
Vicepresidente *Downstream* Gas  
Secretario  
Pro-Secretario  
Tesorero  
Pro-Tesorero  
Vocales Titulares

### EMPRESA

Socio Personal  
YPF S.A.  
PETROBRAS ARGENTINA S.A.  
AXION ENERGY ARGENTINA S.R.L.  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)  
GAS NATURAL BAN S.A.  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)  
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)  
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.  
TOTAL AUSTRAL S.A.  
  
TECPETROL S.A.  
PLUSPETROL S.A.  
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)  
METROGAS S.A.  
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.  
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.  
  
WINTERSHALL ENERGIA S.A.  
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)  
SIDERCA S.A.I.C.  
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)  
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.  
BOLLAND & CIA. S.A.  
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)  
TECNA S.A.  
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina  
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.  
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)  
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.  
GASNOR S.A.  
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.  
LITORAL GAS S.A.  
A- EVANGELISTA S.A. (AES)  
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.  
SOCIO PERSONAL  
PALMERO SAN LUIS S.A.  
CESVI ARGENTINA S.A.

### Titular

Ing. Ernesto López Anadón  
Dr. Gonzalo Martín López Nardone  
Ing. Ronaldo Batista Assunção  
Sr. Henry Nicola  
Cdr. Javier Gremes Cordero  
Ing. Horacio Carlos Cristiani  
Ing. Daniel Alejandro Ridelener  
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso  
Ing. Ricardo Aguirre  
Sr. Jean Marc Hosanski  
  
Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez  
Ing. Juan Carlos Pisanu  
Ing. Sergio Mario Raballo  
Lic. Marcelo Nuñez  
Sr. Horacio Cester  
Ing. Daniel Néstor Rosato  
  
Ctdor. Gustavo Albrecht  
Dr. Santiago Marfort  
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez  
Ing. Miguel Angel Torilo  
Ing. Abelardo Gallo  
Ing. Adolfo Sánchez Zinny  
Ing. Daniel Omar Barbería  
Sr. Jorge Sgalla  
Ing. Eduardo Michieli  
Ing. Juan José Mitjans  
Sr. Enrique Jorge Flaiban  
Lic. Fernando Rearte  
Lic. Rodolfo H. Freyre  
Ing. Claudio Aldana Muñoz  
Ing. Ricardo Alberto Fraga  
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello  
Lic. Federico Medrano  
Ing. Carlos Alberto Vallejos  
Sr. Marcelo Horacio Luna  
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

### Alterno

Sra. Silvana Oberti  
Dr. Diego Saralegui  
Ing. Daniel A. Santamarina  
Ing. Daniel Alberto Perrone  
Ing. Martín Yañez  
Sr. José Alberto Montaldo  
  
Ing. Guillermo M. Rocchetti  
Sr. José Luis Fachal  
Dra. Gabriela Roselló  
Ing. Héctor Raúl Tamanini  
Lic. Marcelo Eduardo Rosso  
Ing. Jorge M. Buciak  
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda  
  
Sr. Dardo Oscar Bonín  
Ing. Julio Shiratori  
Lic. Gustavo Oscar Peroni  
Ing. Carlos Gargiulo  
Ing. Daniel N. Blanco  
Lic. Mariano González Rithaud  
Sr. Jorge Meaggia  
Ing. Ignacio Javier Neme  
Ing. Gustavo Rafael Mirra  
Ingr. Gerardo Francisco Maioli  
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro  
Lic. Roberto Meligrana  
Cont. Daniel Rivadulla  
Lic. Miguel Guillermo Euwe  
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz  
Dr. Hernán Flores Gómez  
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

# MÁS TECNOLOGÍA MÁS CRECIMIENTO

**Triplicamos  
la cantidad de equipos  
en los últimos 2 años.**  
Incorporamos la más avanzada  
tecnología, que permite  
optimizar la operación, aumentar  
la producción de petróleo y gas,  
generar más empleo y cuidar  
el medio ambiente.

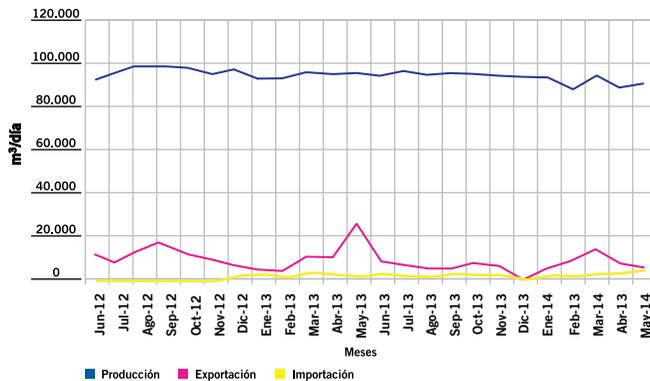


# LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

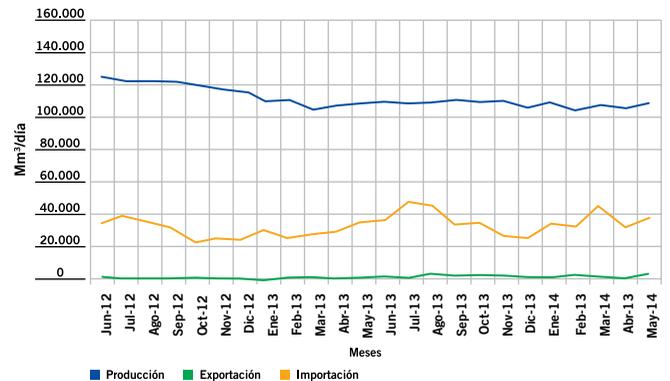


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
 Ingrese al foro de la  
 industria del petróleo y del gas

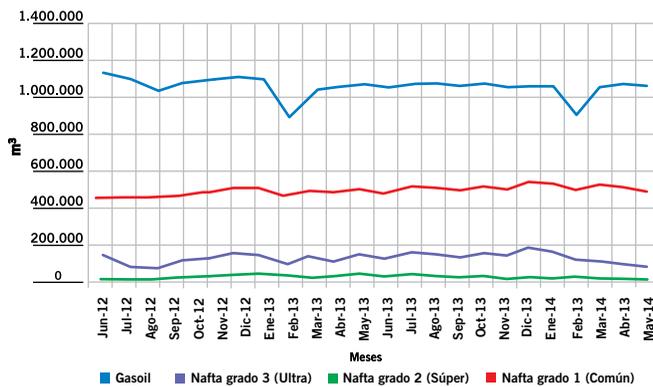
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



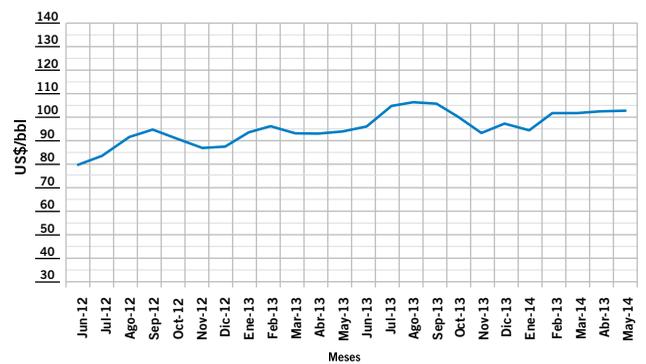
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



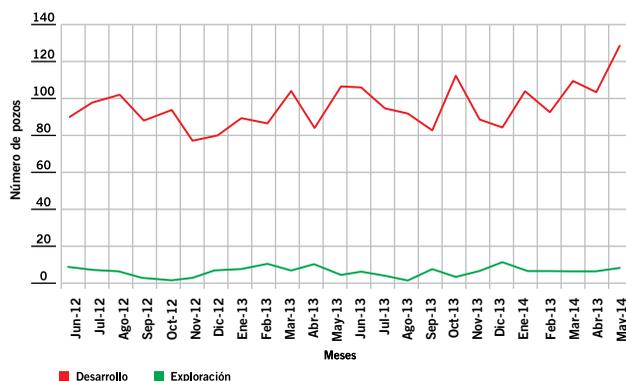
## Ventas de los principales productos



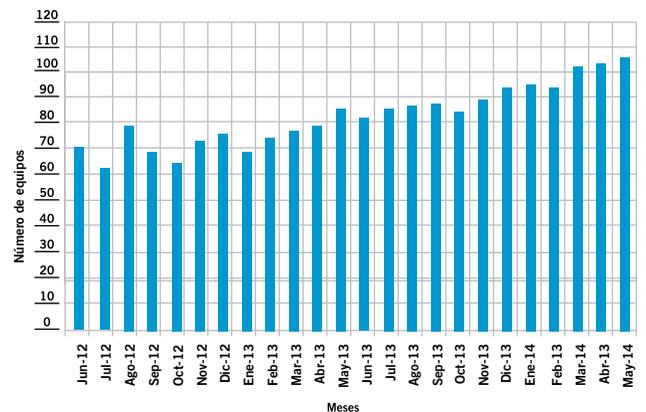
## Precio del petróleo de referencia WTI



## Pozos perforados



## Cantidad de equipos en perforación



# Nuestro desafío

es llevar todos los días a más gente la energía necesaria a precios adecuados. Eso nos obliga a inventar y desarrollar soluciones que concilien las necesidades de hoy con las necesidades de mañana. Para lograrlo, el Grupo Total ha adoptado una política de Desarrollo Sostenible que apunta a optimizar el uso de las reservas, mejorar la seguridad y el medio ambiente en nuestras operaciones así como la calidad de nuestros productos, estudiar el uso de energías alternativas y ayudar a desarrollarse a las comunidades en donde operamos.

**Para todo ello nuestra energía es inagotable.**

[www.total.com](http://www.total.com)



**Total Austral, más de 30 años en Argentina**



# Creciente interés por la integridad de ductos en el país y en la región

En este número de *Petrotecnia*, presentamos los trabajos seleccionados durante el 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Dowstream* de Petróleo y Gas realizado por el IAPG en mayo último. Aquí agregamos además las conclusiones de la exitosa edición.

La Integridad de ductos tiene un carácter indiscutiblemente especializado. Sin embargo, en mayo último, el 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Dowstream* de Petróleo y Gas se realizó a salas completamente llenas.

Esto se debe a que la integridad cobra una presencia cada vez mayor, debido a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, y de proveer programas de petróleo y gas que permitan mejorar la eficiencia y, finalmente, cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

Y así se tradujo en el congreso realizado por la Comisión de Integridad del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG): en la creciente presencia de profesionales

interesados en alinearse con las mejores y más modernas prácticas de la industria, para responder a los requerimientos de seguridad y sustentabilidad, más allá de los códigos de diseño o de las normas de aplicación.

“La Integridad se refiere a aquellas medidas que implementa el operador de manera ordenada y sistemática para gestionar los riesgos, priorizando la seguridad de las personas y del medio ambiente”, explicó el Ing. Ernesto López Anadón, presidente del IAPG durante la inauguración. Y agregó: “Los ductos son una de las formas más usuales de transporte de gas y petróleo, tanto por lo económico como por lo seguro; por eso tenemos que protegerlos y prevenir sus daños”.

Por su parte, el Ing. Eduardo Carzoglio (Transportadora de Gas del Norte), presidente de la Comisión de Integridad del IAPG y del Comité Organizador del Congreso, mencionó entre las principales preocupaciones la corrosión externa y los daños que sufren los ductos por parte de terceros; y se refirió a la necesidad de interpretar los datos relacionados con la integridad para poder llevar adelante una evaluación general de esta en un sistema de ductos, para poder calcular y prevenir y hacer recomendaciones a la administración de la empresa en temas de manejo de riesgos.

El congreso reunió a más de 300 personas, entre profesionales, técnicos y personas de negocios; procedentes de varios países de la región, y se desarrolló a lo largo de tres jornadas, del 20 al 23 de mayo, en el Sheraton Hotel y Centro de Convenciones de Buenos Aires. Junto a las jornadas se realizó una pequeña Expo, con un docena de stands en los que se expusieron avances tecnológicos en materia de cuidado de ductos, entre otras cosas.

Al cierre del simposio, Carzoglio enumeró algunas conclusiones como las más preponderantes a las que habían llegado los responsables del encuentro:

- **Primera:** las exposiciones realizadas en este Congreso corroboran que las amenazas de corrosión externa y daños por terceros son las de mayor relevancia en la industria del gas y del petróleo en la República Argentina.
- **Segunda:** La incorporación de la gestión de integridad en ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural ha aumentado la confiabilidad y seguridad en la operación de los mismos.
- **Tercera:** Similar enfoque comienza a ser aplicado en ductos y equipos del *upstream*.
- **Cuarta:** Es necesario que la normativa vigente relacionada con ductos, tanques de almacenamiento y equipos, se mantenga actualizada, de forma de permitir



tir la incorporación de nuevas tecnologías que aumentan la confiabilidad y seguridad de las instalaciones, y eliminar metodologías de ensayo que se han vuelto obsoletas.

- **Quinta:** Es oportuno que la normativa nacional vigente incorpore los nuevos criterios de protección catódica establecidos en NACE SP 0169-2013.
- **Sexta:** El daño por terceros en ductos de transporte va en camino de transformarse en la principal amenaza a la integridad de ductos enterrados. Debe mejorarse la prevención de este tipo de daño.
- **Séptima:** Se procede a planificar y organizar el 3° Congreso de Integridad para 2017-18.

El Congreso fue clausurado por la presentación del Ingeniero Carzoglio -quien ejerció la presidencia desde el 1° Congreso de Integridad, de 2010-, a quien lo sucederá, tanto en la presidencia de la Comisión de Integridad y de la organización del futuro congreso, Leonardo De Michelis (Total Austral).

Carzoglio felicitó a De Michelis y lo animó a continuar con la tarea, al tiempo que invitó a los presentes a sumarse a la Comisión de Integridad, la cual como se repite desde estas páginas, “está abierta para lo que se requiera, no solo de la industria hacia adentro, sino hacia fuera, hacia los reguladores y las autoridades de aplicación, porque en ella, desde un punto de vista técnico, podemos contribuir para que la gestión de todos sea mejor y más eficiente”.

Las dos salas donde, en forma paralela, se llevaron a cabo las exposiciones de este Congreso, son prueba de este interés. ■





# Manejo de la amenaza de Corrosión Bajo Tensión en TGS

Por **Mariana Corsico** (TGS)

Trabajo seleccionado por el *Comité Organizador del 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.*

**La integridad de las cañerías enterradas de acero al carbono se ve continuamente amenazada por la Corrosión Bajo tensión (SCC), por ello debe ser detectada y analizada para su mitigación; en este paper se presenta el modelo desarrollado por la Transportadora de Gas del Sur (TGS), cuyo sistema de gasoductos posee líneas susceptibles de presentar SCC, para evaluar los casos de fallas y proceder a su eventual morigeración.**

**L**a Corrosión Bajo Tensión (SCC) es una de las amenazas a la integridad de las cañerías enterradas de acero al carbono y, como tal, debe ser monitoreada, evaluada y mitigada adecuadamente, para minimizar el riesgo de su presencia.

La empresa Transportadora de Gas del Sur (TGS) opera un sistema de gasoductos que, debido a su antigüedad, tipo de revestimiento y tensiones de operación, posee líneas susceptibles de presentar Corrosión Bajo Tensión. Esto fue, además, evidenciado por la ocurrencia de tres fallas en servicio.

Por tal motivo, en los últimos quince años, TGS ha desarrollado e implementado dentro de la Gerencia de Ga-

soductos un programa de Tareas de Mitigación de SCC, en el que se aplicó test de fluencia, desarrolló un modelo de susceptibilidad de suelo y corrió una herramienta de inspección interna de tecnología EMAT en etapa de desarrollo.

Al surgir una nueva falla en servicio en 2010, en la provincia de Buenos Aires, zona calificada como “no susceptible” hasta esa fecha, el programa fue reformulado, de forma tal de minimizar el riesgo por la presencia de esta amenaza.

Por ello, además de las tareas que venía implementando, se ha realizado una inspección interna con tecnología EMAT, validada por otros operadores en tres tramos de gasoducto; se ha realizado Test de Fluencia (prueba hidráulica al 110% de la tensión de fluencia) en la zona de afectación del último evento; y se han realizado estudios de resistividad continua de suelo, CIS, y DCVG, con el fin de cumplir con el modelo de susceptibilidad alrededor de los sitios identificados.

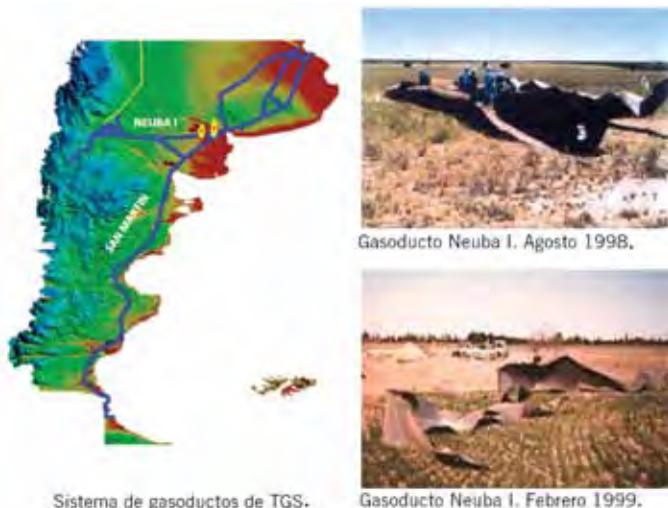
El Modelo de Susceptibilidad al SCC ha sido desarrollado por TGS a partir del análisis de casos en el sistema, y de las experiencias y estudios realizados sobre estos. Ello ha sido producto del trabajo conjunto con entidades universitarias y otras de investigación privada. Este programa fue sometido a auditoría externa, donde se validó la metodología implementada y se comparó con la utilizada por otros operadores.

Las distintas tareas y estudios que se llevan a cabo para evaluar y mitigar el SCC, así como las características de modelo desarrollado, y los resultados de la auditoría realizada, serán descriptas en este trabajo.

## Las fallas

El fenómeno de Corrosión Bajo Tensión (SCC) se manifestó en la red de gasoductos de TGS por primera vez en 1998, con una rotura en servicio de una línea principal de transporte. Pocos meses después, una segunda falla en servicio se produjo en la misma línea a pocos kilómetros del primer evento.

Dada la magnitud de estos eventos, entre 1999 y 2002 se realizaron distintas tareas para evaluar y mitigar la Corrosión Bajo Tensión en el gasoducto Neuba I sección oeste.



- Se realizaron Tests de Fluencia en tres tramos de la cañería; se evaluó un total de 134 km de gasoducto, y se identificaron tres roturas en dos secciones.
- Se aplicó un modelo de susceptibilidad canadiense; se realizaron 140 pozos de verificación, y se hallaron siete sitios con colonias.

Desde 2003 a 2010, en base a estudios de suelo, se amplió la zona de trabajo, lo cual incluyó el Gasoducto Libertador General San Martín (LGSM) sur.

- Se realizaron tareas de recobertura a la salida de siete plantas compresoras; se encontraron dos colonias críticas en el Gasoducto LGSM sur.
- Con la colaboración de institutos nacionales de investigación, como el Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA) y el Instituto de Geocronología y Geología Isotópica (INGEIS), así como empresas privadas, por ejemplo Aeroterra, se desarrolló un modelo de susceptibilidad a la Corrosión Bajo Tensión, teniendo en cuenta variables operativas, características de terreno y análisis de suelos.
- Aplicando el modelo desarrollado en TGS entre 2004 y 2008, se realizaron 150 pozos de verificación; en el que se evaluaron 11 zonas susceptibles correspondientes al Gasoducto Neuba I oeste y LGSM sur; se hallaron 10 sitios con fisuras características de SCC en al menos cinco de las 11 zonas, todas categorizadas como sub-críticas.
- Se trabajó con la empresa rusa de inspección interna Spetsneftegaz, con la cual se corrieron en el gasoducto Neuba I oeste las siguientes herramientas:
  - 2005/2006: Una herramienta combinación de herramientas de flujo magnético transversal TFI y longitudinal MFL en 280 km. No se encontraron colonias de SCC por este método.
  - 2007: Una herramienta EMAT en etapa de desarrollo en 445 km. No se encontraron colonias de SCC por este método.
  - 2009/2010: Una herramienta EMAT segunda generación en 610 km. Se hallan indicaciones de SCC en dos tramos.

En enero de 2011, una nueva falla en servicio por SCC se produjo en el gasoducto LGSM sección Buenos Aires. Esta zona, por sus características, no se consideraba susceptible dentro del modelo desarrollado y aplicado por TGS hasta ese momento, lo cual produjo un cambio en la forma de tratar esta amenaza.

## Desarrollo

Dentro del Plan de Integridad de TGS se esquematiza un proceso para determinar las amenazas de integridad y las áreas sensibles, considerando las siguientes fuentes de datos:

- Historial de averías, tanto en gestión de GDE como la de TGS.
- Registros de actividades de evaluación y/o mitigación llevadas a cabo en campo.
- Inspecciones internas con instrumentado inteligente de alta resolución.

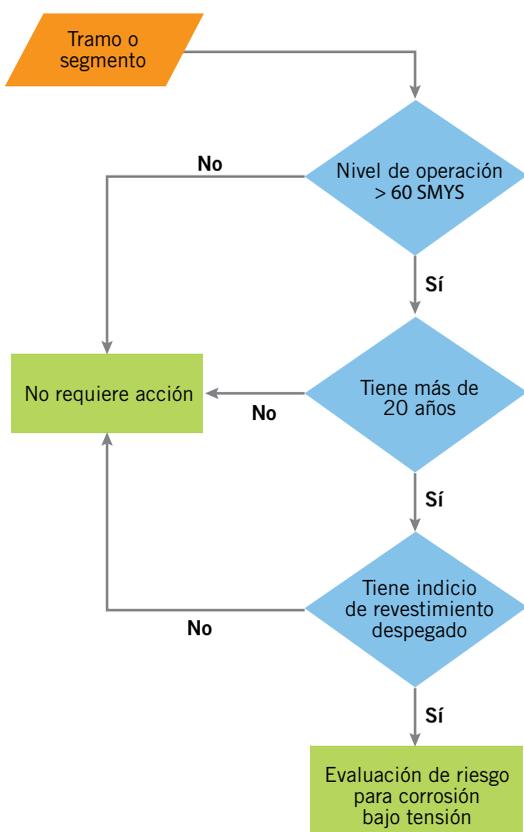


Gasoducto San Martín, Buenos Aires, enero 2011.

- Pruebas hidrostáticas.
- Relevamientos y estudios directos concluyentes de la existencia de amenazas a la integridad.
- Análisis de riesgo y determinación de zonas críticas y susceptibles.
- Patrullajes y relevamientos de línea.
- Estudios geográficos en base a cartografías e imágenes satelitales.

## Análisis de factibilidad de amenazas de Corrosión Bajo Tensión

Para identificar y definir si la amenaza de Corrosión Bajo Tensión aplica sobre un tramo o segmento de ga-



soducto, se emplea el esquema desarrollado a continuación, donde se describen los criterios tenidos en cuenta.

Una vez identificados los tramos susceptibles bajo las condiciones mencionadas anteriormente, los mismos se priorizan con un proceso de evaluación de riesgo por SCC.

A partir de una aplicación desarrollada para tal fin, se generan diagramas de datos alineados y correlacionados en función de la Progresiva; con ellos se evalúan simultáneamente los datos descritos en el modelo de SCC según se muestra en el siguiente esquema.

## Modelo de evaluación de SCC

La estructura del modelo de evaluación consta de los siguientes bloques:

- Datos de inspección interna: Clasifica y grafica los eventos relevados por los instrumentados inteligentes e inherentes al modelo de SCC según:
  - Área corroída, cálculo indirecto de superficie de cañería con revestimiento deteriorado. Estimado a partir de la sumatoria de las áreas cubiertas por los defectos de corrosión externa con profundidad menor al 20%
  - Gráfica de dispersión de última inspección interna según profundidad, para descartar zonas con defectos profundos. Complemento de grafico área corroída.
  - Gráfica de concentrador de tensiones, correspondientes a abolladuras, defectos de fabricación y curvas detectadas por el instrumentado.
  - Defectos identificados por EMAT. Como así también se visualiza el estado del revestimiento reportado por la misma.
- Protección catódica: aquí se complementan los gráficos de:
  - Último relevamiento *On/Off* (kilométricos) y estudios CIS, si lo hubiera. Se cruza con UPCCIS clasificadas por período de instalación (GDE o TGS).
  - Alcance de cada UPCCI y su disponibilidad en porcentaje de funcionamiento respecto al tiempo para visualizar zonas donde no llegue la corriente impresa.
  - Indicaciones de fallas reportadas por DCVG, señalando zonas con fallas en revestimiento.

- Histograma de histórico de protección catódica según valores *Off* en cada CMP para identificar sitios desprotegidos en función del tiempo.
- Datos del terreno:
  - Identificación de los sitios que poseen bajos niveles de resistividad.
  - Cambios en altimetría que genere tensiones sobre la tubería y favorezcan a los ciclos de mojado/seca- do de la cañería.
  - Características taxonómicas del terreno.
  - Identificación de áreas salinas.
- Datos operativos: en este bloque se evalúan los facto- res inherentes a la influencia de las tensiones, ciclos de presión y T° sobre el gasoducto.
  - Clase de trazado, sitios identificados y % TFME.
  - Localización de las construccio- nes cercanas a la tubería (300 m a ambos lados).
  - Instalaciones de superficie y segmentación de los diferentes espesores de tubería.
  - Perfil de temperatura a lo largo del tramo.
- Obras de mitigación y/o repara- ción. Se identifican las obras reali- zadas sobre la cañerías, tales como cambio de cañería, recobertura, re- paraciones, la realización o no de pozos por SCC, así como las averías ocasionadas por este fenómeno.

### Alta prioridad a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Cuenten Antecedentes de SCC.
- Tengan clase de trazado 3 o 4.
- Presente una construcción a menos de 300 metros o un cruce de ruta donde:
  - No presente corrosión externa severa.
  - Potenciales *Off* entre  $-650$  a  $-750$  mV o indicios de apantallamiento.
  - Rectificadores de GE en un radio de 3 km.
  - Baja resistividad ( $<2000$  ohm\*cm).
  - Cuento con el revestimiento original.
  - Zonas de pendientes.
  - Taxonomía con presencia de Natracuoles.
  - Presión operativa  $> 50\%$  TMFE.

## Análisis

En el proceso de análisis, la información de cada uno de los diagramas se categoriza en tres niveles: ALTA (rojo), MEDIA (amarillo) y BAJA (verde), según los criterios indicados en el esquema desarrollado a continuación.

El proceso de análisis de los gráficos alineados se lleva a cabo por un grupo conformado por 3 o 4 analistas de integridad de la gerencia de gasoductos, donde se evalúa cada una de las variables indicadas anteriormente y listan las zonas o segmentos de alta prioridad, prioridad media y baja; luego comparte los gráficos con otro grupo de analistas, de forma tal de consensuar las conclusiones.

El proceso de análisis descripto concluye en la definición de tareas de evaluación, inspección y/o mitigación, delineadas en un programa, el cual se detalla en la última gráfica del modelo detallado anteriormente. Estas tareas van desde un test de fluencia, correr una herramienta de inspección interna o realizar SCC DA.

A partir del análisis anterior, se define:

| FLEXIBILIDAD | RESPALDO | EXPERIENCIA

www.edvsa.com

La respuesta necesaria para el éxito de nuestros clientes en sus grandes proyectos de ingeniería, construcción y servicios.

• NEUQUÉN

• COMODORO RIVADAVIA

• RÍO GALLEGOS

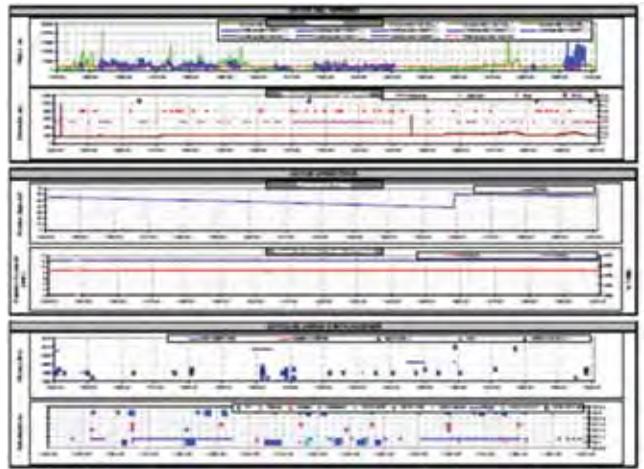
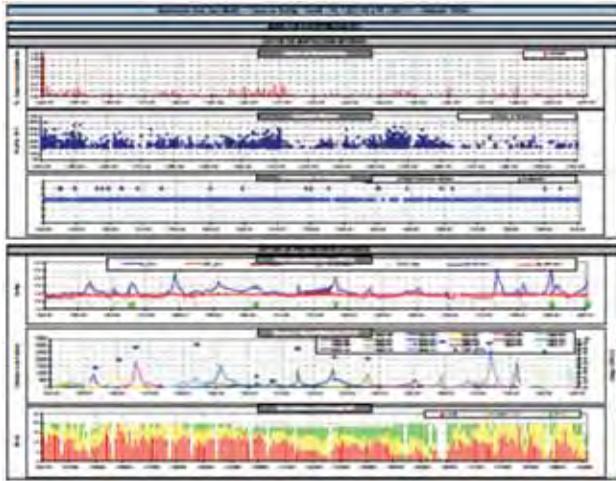
• SAN JUAN

• LAS HERAS

• RÍO GRANDE



**EDVSA**  
ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.



### Prioridad Media a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Indicios de revestimiento despegado.
- No presente corrosión externa severa.
- Potenciales *Off* entre  $-650$  a  $-750$  mV o indicios de apantallamiento.
- Rectificadores en un radio de 3 km.
- Baja resistividad ( $<2000$  ohm\*cm).
- Que cuente con el revestimiento original.
- Taxonomía con presencia de Natracuoles.
- Zonas de pendientes.

### Baja prioridad a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Toda aquella zona del tramo evaluado por amenaza de Corrosión Bajo Tensión que no presenta riesgo alto o medio.

## Resultados

- A. Test hidráulico de fluencia:** se realizaron 21 Km de test de fluencia en 3 tramos de gasoducto considerados de alta prioridad. No se produjeron roturas por SCC.
- B. EMAT:** se inspeccionaron con tecnología EMAT 365 km de gasoductos correspondientes a tres tramos de alta consecuencia. Se verificó la ausencia de fisuras críticas por SCC en zonas pobladas del anillo de Buenos Aires.
- C. SCC DA:** se realizó SCC DA en 610 km de gasoducto LGSM Bs.As., identificando 7 zonas susceptibles. Se realizaron 29 pozos de verificación, encontrando indicaciones de SCC en 9 pozos. Todos subcríticos.
- D. Cambio de cañería:** se retiraron dos caños con fisuras para estudios confirmatorios.

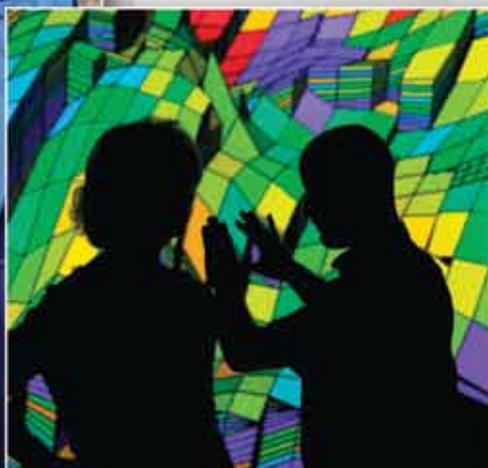
## Auditoría de la metodología

Se realizó una auditoría externa con el fin de aprobar el programa de monitoreo, evaluación y control de la amenaza por SCC en nuestros gasoductos; evaluar el modelo de susceptibilidad de SCC desarrollado por TGS, validarlo y/o adecuarlo. Consistió en:

- Revisión de todos los casos de SCC en TGS.
- Identificar principales variables en áreas con fisuras existentes.
- Revisión del programa de SCC actual de TGS.
- Revisión del modelo de susceptibilidad desarrollado por TGS, evaluando su aplicabilidad e identificando sus desviaciones respecto a los casos existentes.
- Análisis de datos alineados.
- Análisis de los ciclos de presión (*rainflow*) de 14 plantas compresoras.
- Análisis de T° de 15 puntos a lo largo de los gasoductos.
- Comparativa con otros operadores.

### Resultados de auditoría

- No se encontraron tendencias adicionales a las que forman parte del modelo de TGS.
- Los niveles de estrés son altos (cerca de MAPO para la mayoría de las veces).
- Los ciclos de presión en los segmentos analizados fueron bajos.
- No se observaron diferencias entre los registros de temperatura históricos de las secciones con y sin SCC.
- Se observa un aumento en el control de temperatura de descarga (temperaturas de descarga más bajas) con el tiempo, observó en 9 de cada 12 estaciones de compresión.
- Se pone a discusión el mecanismo de falla de la rotura del gasoducto LGSM Bs.As., evidenciando una contribución a la rotura la presencia de un punto "duro" en la cañería.
- Comparativa:
  - o Prueba hidráulica
    - Menor que otros operadores.
    - Sin embargo, la razón por la que no se aplica en mayor medida es la falta de alternativas y obligaciones operativas.
  - o ILI
    - Consistente y por encima del promedio de la industria.
    - Proactivos en la prueba de nuevas tecnologías.
  - o SCC DA
    - Consistente y por encima del promedio de la industria.



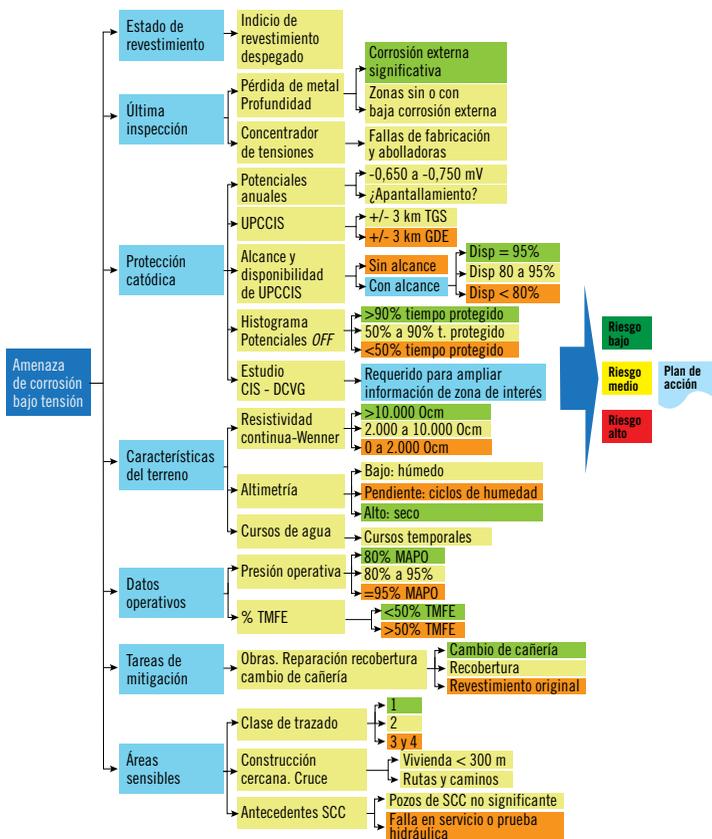
## Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite  
[slb.com](http://slb.com)

**Schlumberger**



- El modelo mejorado está elevando la tasa de éxito.
- Sin embargo, DA es aplicable para identificar la susceptibilidad, pero no es adecuada para gestionar la integridad de los segmentos donde se encuentren fallas en servicio o por pruebas hidrostáticas.
- o SCC Otros esfuerzos
  - Mayor control de la temperatura de descarga

## Comentarios y conclusiones

El análisis a través de gráficos alineados resultó muy beneficioso para el tratamiento de la amenaza.

Los resultados a partir de cambiar la forma de encarar esta amenaza resultaron muy positivos.

Este programa fue sometido a auditoría externa, donde se validó la metodología implementada y se comparó con la utilizada por otros operadores. Los resultados de la evaluación de una auditoría externa nos posicionó muy bien, brindándonos un panorama general e indicándonos los puntos donde hacer hincapié. Por ejemplo, la presencia de puntos "duros" en la cañería. ■



# NORPATAGONICA

## LUPATECH

**Líderes en la provisión de Servicios, Productos Químicos, Revestimientos Anticorrosivos e Insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.**



- » Secados de gasoductos.
- » Pruebas de hermeticidad y resistencia.
- » Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas.
- » Limpieza industrial.

- » Limpiezas mecánicas y/o químicas.
- » Tratamiento de Petróleo, Gas y Agua.
- » Transporte de sustancias peligrosas.
- » Bombeos de alta y baja presión.

**LUPATECH FIBERWARE » Revestimiento de cañerías «**

Ruta 7 - Parque industrial Neuquén - Neuquén (8300) - Argentina - Tel: + 54 (299) 4413033 - 4413052  
 E-mail: norpatagonica@lupatech.com / www.norpatagonicaweb.com.ar

# AESA

65  
Años

## CONSTRUYENDO JUNTOS EL FUTURO CON ENERGÍA

INGENIERÍA  
FABRICACIÓN  
CONSTRUCCIÓN  
SERVICIOS

[aesa.com.ar](http://aesa.com.ar)

YPFB – Planta Separación de Líquidos Río Grande  
Santa Cruz de la Sierra, Bolivia



# Mitigación de interferencias electromagnéticas AC

## en configuraciones complejas de múltiples electroductos-gasoductos

Por **Ing. Germán Mancuso** (Camuzzi Gas S.A.) y **Hernán Babino** (Cathodic Protection Specialist NACE)

Trabajo seleccionado por el *Comité Organizador del 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.*

**En este trabajo se exponen las acciones realizadas por Camuzzi Gas en dos gasoductos de Puerto Madryn, con distinto tipo de revestimiento pero ambos interferidos electromagnéticamente por el Electroducto Futaleufú-Aluar; se verificaron sobre la cañería valores de inducción de alterna de hasta 180VAC y potenciales cañería-suelo positivos; se investigan las causas de la disminución de la eficiencia de los sistemas de mitigación instalados durante la construcción.**

La presencia de inducciones electromagnéticas en cañerías de acero enterradas es el principal efecto causado por la cercanía de Líneas de transmisión de Alta Tensión (LAT) que comparten el mismo derecho de vía. Los niveles de inducción que se registran en las cañerías son proporcionales a las corrientes transportadas por las líneas y por la geometría conjunta que presenta el sistema Electroductos-Gasoductos, lo que hace que dicha inducción electromagnética sea variable, no solo en el tiempo sino también en magnitud a lo largo del gasoducto.

En condiciones normales de operación, estas corrientes y voltajes inducidos sobre las cañerías pueden provocar daños al personal (y terceros), y también pueden acelerar procesos corrosivos externos ante la presencia de fallas en el revestimiento, comprometiendo la integridad del gasoducto en cuestión, que puede derivar en fugas o reventones y la consiguiente interrupción del servicio.

Bajo estas condiciones, los sistemas de protección catódica instalados en los gasoductos también se ven interferidos, verificando bajos niveles de eficiencia y rendimiento en las zonas fuertemente inducidas.

Los diseños de sistemas de mitigación de inducciones electromagnéticas en cañerías enterradas se tornan aún más complejos si, en vez de uno, son dos electroductos de alta tensión que interfieren al mismo tiempo a dos cañerías paralelas con distintos tipos de revestimientos.

Este trabajo comparte la experiencia y acciones llevadas a cabo por Camuzzi Gas en dos gasoductos paralelos de 12" y 61 km de longitud, que alimentan a la ciudad de Puerto Madryn y la planta de aluminio de Aluar en esa ciudad argentina, construidos con una diferencia de 10 años y que poseen distinto tipo de revestimiento (A1 y G4).

Estas cañerías se encuentran interferidas electromagnéticamente por el Electroducto Futaleufú-Aluar, constituido por dos ternas de 330 kV. Las cañerías corren paralelas al electroducto a lo largo de 46 km, a una distancia de 50 metros. En los momentos más críticos se verificaron sobre la cañería valores de inducción de alterna de hasta 180VAC y potenciales cañería-suelo positivos.

Se investigan las causas de la disminución de la eficiencia de los sistemas de mitigación instalados durante la construcción y los problemas originados en el sistema para lograr niveles de protección catódica adecuados.

Se muestran también las simulaciones computacionales del sistema "Electroducto-Gasoducto", las mediciones y trabajos de campo que derivaron en el diseño y construcción de estaciones de mitigación de inducción de alterna y un nuevo sistema de protección catódica. Por último, se analizan los resultados, se evalúa mediante el método ECDA la integridad de las cañerías, y se presenta un estudio comparativo de velocidades de corrosión con y sin sistema de mitigación.

## Introducción

La corrosión del acero causada por la presencia de corriente  $-AC[1]$  es conocida e investigada desde finales de los años '20. La velocidad de este tipo de corrosión es solo una pequeña fracción de la que ocurre por su equivalente en corriente  $-DC$ . Durante mucho tiempo se creyó que los efectos de la corrosión- $AC$  podían ser controlados por la aplicación de protección catódica, sin embargo, entre 1986 y 1990 ocurrieron las primeras fallas en cañerías enterradas y protegidas catódicamente atribuidas a corrosión  $-AC$ .

Las diferencias de potencial y corrientes son inducidas electromagnéticamente en una cañería de la misma forma que el devanado primario lo hace sobre el devanado secundario en un transformador. La corriente eléctrica que circula por un conductor de "LAT" genera un flujo magnético " $\Phi$ ". La intensidad de la corriente inducida " $I_2$ " por este flujo magnético es directamente proporcional a la magnitud de corriente " $I_1$ " que circula por el conductor, e inversamente proporcional a la distancia " $D$ " entre la cañería y el conductor eléctrico (figura 1).

Por otro lado, por Ley de Faraday, para que se produzca esta inducción la cañería debe cortar o atravesar líneas de flujo magnético " $\Phi$ " variable, y esto se produce cuando la cañería corre paralela a la línea eléctrica.

A medida que aumenta la longitud en que la cañería y la línea eléctrica corren en paralelo, mejora el acoplamiento electromagnético entre ellas, de la misma manera que un transformador aumenta su eficiencia al aumentar el número de vueltas de las bobinas primarias y secundarias.

Al análisis anterior se debe agregar que los sistemas de transmisión eléctrica de alta tensión están constituidos por ternas de fase R-S-T de igual módulo y separadas  $120^\circ$  cada una, por lo cual las tensiones y corrientes inducidas en la cañería serán la resultante (en módulo y fase) de la suma vectorial de cada una de las inducciones que produce cada fase independientemente (figura 2), despreciando para simplificar este análisis, los efectos de las inducciones mutuas y autoinducciones descriptas por la Ley de Lenz.

A grandes rasgos, se pueden mencionar los factores que intervienen en el fenómeno de inducciones electromagnéticas sobre cañerías de acero:

- Cantidad de fases del sistema LAT [2]
- Ángulos de fase
- Corriente de transporte de LAT ( $I$  en [A])
- Configuración de la torre de LAT
- Separación entre fases (R-S-T)
- Altura LAT
- Separación entre torre de LAT y cañería (geometría)
- Discontinuidades (en la geometría)
- Cañería ( $\phi$  (diámetro), longitud, profundidad)
- Resistividad del terreno
- Calidad del revestimiento de la cañería

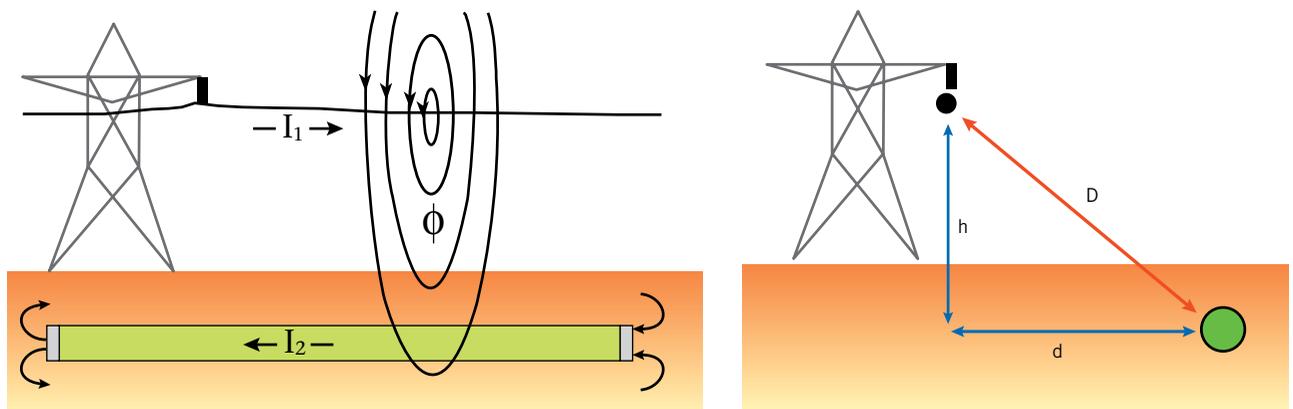


Figura 1. Inducción electromagnética AC en una cañería debido a una LAT (Fuente: NACE).

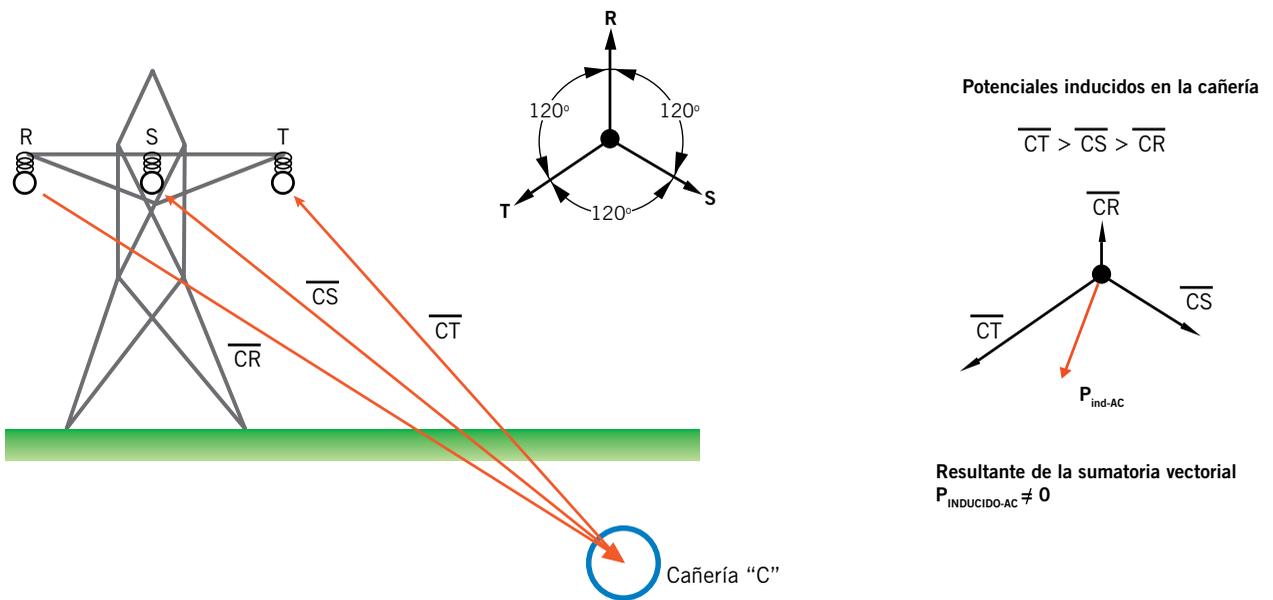


Figura 2. Inducción en la cañería.

Si bien aún los mecanismos de la corrosión -AC no están completamente descriptos, la corrosión -AC en cañerías de acero enterradas y protegidas catódicamente se puede explicar conceptualmente.

La tensión de AC inducida en una cañería con y sin protección catódica en un período de 20 ms que corresponde de una onda senoidal de 50 Hz, se muestra en las figuras 3a y 3b.

# 15

ANIVERSARIO  
1999 - 2014

## LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS DE ALTA PERFORMANCE

Revestimiento Z-FBE y ZAP-10
Centralizadores Inyectado
Liner PEAD
Ultratubo
Imagen Corporativa

- Revestimiento Interior ZAP-10 / ZFBE en cañerías para pozos de producción e inyección (tubing / casing)
- Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección
- Revestimiento interior ZAP-10 en barras de perforación nuevas y usadas
- Recuperación de tubing: Revestimiento interior y/o exterior PEAD ZPE80 en tubing usados para empleo de líneas de conducción

- Revestimiento interior ZAP-10 y/o exterior ZPE80 en cañería nueva o usada para líneas de conducción
- Revestimiento interior ZFBE en cañerías y accesorios de superficie (Prearmados de Plantas, PIAS, PTC, Baterías)
- Revestimiento ZFBE y/o centralizado ZK-32 en varillas de bombeo nuevas y usadas.
- Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa

Sistema de Gestión de Calidad  
Certificado desde Enero del 2002

**Base Neuquén:** Lote 2 Manzana N - Parque Industrial Este  
Tel/Fax: 0299 445 7000 - Neuquén / Nqn - CP 8300

**Base Comodoro Rivadavia:** Calle 815 Acceso Sur  
Tel/Fax: 0297 406 0004 - Chubut / CRD - CP 9000

info@zoxia.com.ar  
www.zoxia.com.ar



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



**INDURA**  
*Ultra Soft*

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

Av. Patricios 1959 (1266)  
Capital Federal - Buenos Aires  
[www.marshallmoffat.com](http://www.marshallmoffat.com)

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

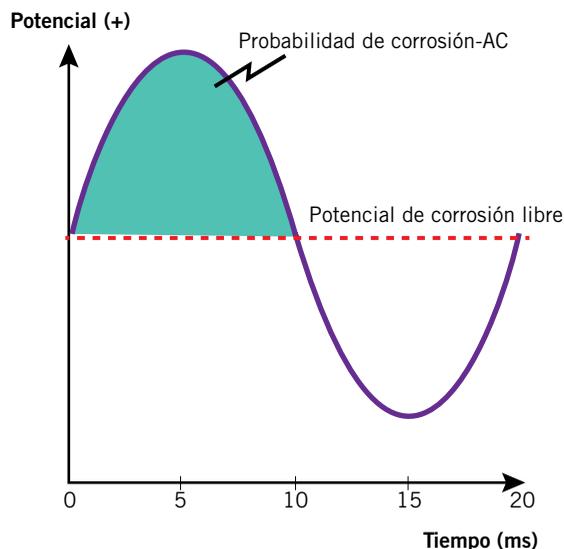


Figura 3a. Cañería con inducción AC sin protección catódica.

La probabilidad de “Corrosión –AC” ocurre cuando la parte positiva de onda de AC se hace más positiva (más anódica) que el “Potencial de Corrosión”. Nótese que, con la aplicación de protección catódica, el área y el tiempo en el cual la cañería es susceptible de corrosión –AC disminuye considerablemente.

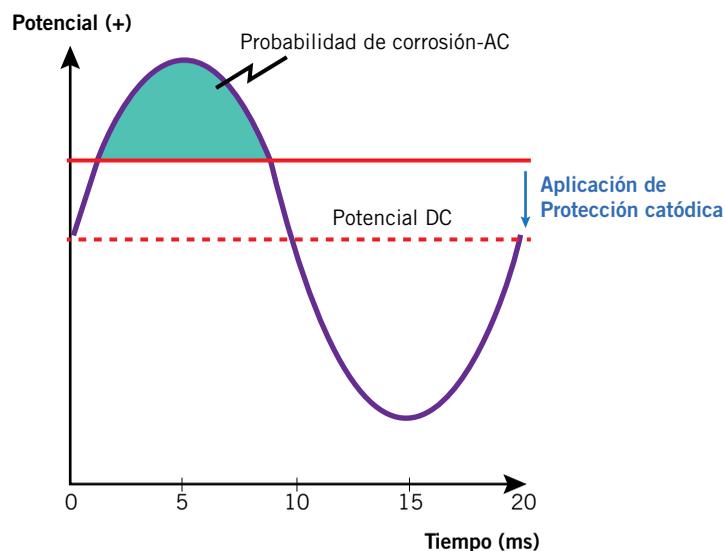


Figura 3b. Cañería con inducción AC con protección catódica.

En la parte negativa de la onda AC, el potencial en la cañería se hace más negativo (catódico) que el “Potencial de Corrosión”, tomando así protección catódica o reforzándola, en caso de tener, se suma a la existente.

Es razonable pensar que el aumento en los niveles de la protección catódica haría desaparecer la probabilidad

# SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO  
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m<sup>3</sup>/día y presiones hasta 350 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### Base Neuquén

Emilio Bellenguer N° 3025  
 Pque. Industrial (Este)  
 Tel: (54) 0299-441-3831  
[siam-neuquen@metales-arcon.com.ar](mailto:siam-neuquen@metales-arcon.com.ar)

#### Planta Industrial

Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda  
 Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina  
 Tel: (54-11) 4203-0011  
[ventas@metales-arcon.com.ar](mailto:ventas@metales-arcon.com.ar)  
[www.siam-arcon.com.ar](http://www.siam-arcon.com.ar)

#### Base Comodoro Rivadavia

Cagliero N° 112  
 Tel: (54) 0297-446-0802  
[arconcomodoro@sinctis.com.ar](mailto:arconcomodoro@sinctis.com.ar)



“En comparación con tapón y punzado, este nuevo sistema ofrece importantes ahorros de tiempo y eficiencia.”



**El sistema RapidFrac™. Su solución para los retos de terminaciones costosas.** Completar con mayor eficacia pozos horizontales multizonales para permitir la ubicación precisa de múltiples fracturas por etapa –con mínima o ninguna intervención– constituye todo un desafío. ¿La solución? Sacar provecho de las capacidades plenas y del liderazgo de Halliburton en soluciones para pozos horizontales abiertos o entubados, con la nueva alternativa que ofrece el sistema RapidFrac™. Al integrar las confiables camisas de Halliburton con una amplia variedad de sistemas de aislamiento, la solución RapidFrac permite a las operadoras ahorrar costosos tiempos de terminación mejorando al mismo tiempo la eficiencia general de la estimulación de yacimientos en situaciones de pozo abierto.

¿Cuál es *su* desafío en terminación de pozos horizontales?  
Para encontrar soluciones, visite [halliburton.com/rapidfrac](http://halliburton.com/rapidfrac).

**Solving challenges.™**

**HALLIBURTON**

de corrosión -AC, pero muchos de los casos reportados de fallas o pérdida de material han ocurrido en cañerías con buen nivel de protección catódica (bien polarizado). Estos reportes también coinciden en que el pH encontrado en la falla era alto.

Incrementar los niveles de protección catódica puede derivar en un mecanismo de alcalinización, al aumentar el pH en torno a una falla de revestimiento porque acumulan iones hidroxilo (OH-) y de Hidrógeno (H+). Esto, en combinación con las oscilaciones potenciales debido a la inducción -AC, podría conducir (a la falla) a entrar y salir periódicamente en el dominio de la corrosión por alto pH según el diagrama de Pourbaix (figura 4).

Este aumento del pH no es inmediato, y muchos autores hablan de la existencia de un "período de incubación", como el tiempo para alcanzar un valor crítico de pH en el electrolito en contacto con el metal.

Al ir aumentando el pH (>12 muy alcalino), las oscilaciones potenciales podrían causar pérdida de material por corrosión, dado que los productos de corrosión pasan de ser un óxido ferroso-diférrico (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>), una película pasiva de baja tasa de penetración, a un ácido ferroso (HFeO<sub>2</sub>), con una alta tasa de penetración.

Otro aspecto que se debe tener en cuenta para cada caso es el que está asociado con la condición del terreno, y determinar si en él las reacciones electroquímicas de corrosión son lo suficientemente rápidas como para producirse en el plazo durante el cual el potencial cruza la zona de la corrosión.

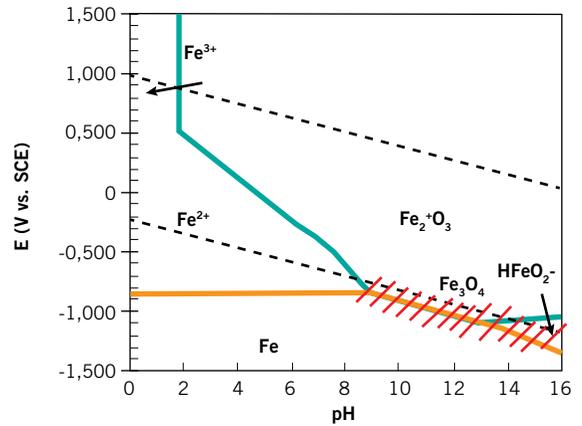


Figura 4. Diagrama de Pourbaix. El área sombreada indica la zona crítica de corrosión AC.

En consecuencia, la corrosión -AC no es evitable/controlable mediante un aumento de los niveles de protección catódica. La alta densidad de corriente debe ser evitada. Por otro lado, intentar disminuir la inducción electromagnética (en valor absoluto) implicaría no requerir de niveles excesivos de protección catódica.

En la práctica está aceptado y verificado por los casos de fallas reportados [3], la relación existente entre la densidad de corriente -AC por metro cuadrado y la velocidad de corrosión, estableciendo un umbral (de densidad) a partir



MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

**SMART.Solutions**



**MWH**

**BUILDING A BETTER WORLD**

[mwhglobal.com](http://mwhglobal.com)

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2  
011 5274 3100  
[info@mwhglobal.com.ar](mailto:info@mwhglobal.com.ar)

# Una Industria Argentina para el Mercosur



En Compañía Mega modernos procesos tecnológicos permiten aprovechar los componentes ricos del gas natural. El etano producido constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina. El propano, butano y gasolina natural, por su parte, son exportados a diferentes mercados.



#### **BUENOS AIRES**

San Martín 344, 10 piso  
(CP1004AAH)  
Ciudad de Buenos Aires  
Tel.: (54-11) 5441-5876/5746  
Fax: (54-11) 5441-5872/5731

#### **PLANTA NEUQUÉN**

Ruta Provincial 51, Km. 85  
(Q8300AXD) Loma La Lata  
Pcia. de Neuquén  
Tel.: (54-299) 489-3937/8  
Fax: int. 1013

#### **PLANTA BAHÍA BLANCA**

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n  
(Q8300AXD) Puerto Galván  
Provincia de Buenos Aires  
Tel.: (54-291) 457-2470  
Fax: (54-291) 457-2471



del cual comienza a desarrollarse un proceso de corrosión -AC en torno a una falla de revestimiento sobre cañería. Esta densidad puede expresarse en función de las siguientes magnitudes en torno a la falla:

$$I_{AC} = \frac{8V_{AC}}{\rho\pi d}$$

Donde: potencial AC es  $V_{AC}$ , resistividad es  $\rho$  y el diámetro de la falla es  $d$ .

Los umbrales tabulados por NACE, a partir de los cuales comienza a producirse corrosión a AC:

$i_{ac} < 20 \text{ A/m}^2$	No hay corrosión
$20 \text{ A/m}^2 < i_{ac} < 100 \text{ A/m}^2$	Corrosión impredecible
$i_{ac} > 100 \text{ A/m}^2$	Se debe esperar corrosión

## Desarrollo

### Caso de estudio: descripción del sistema

Está constituido por 2 gasoductos paralelos de 12" cada uno y 61 km de longitud, separados unos 20 m (en promedio). El primer gasoducto (Alim. ERP Pto. Madryn) se construyó en 1979 y posee un revestimiento tipo -A1 (Asfáltico); el otro gasoducto (Alim. Aluar) se construyó en 1998 y posee un revestimiento tipo-G4 (Tricapa). Ambos comparten el punto de transferencia con el Gasoducto San Martín, operado por TGS.

Paralelamente a los dos gasoductos mencionados, y por aproximadamente 46 km, corre el electroducto "Futaleufú-Aluar", compuesto por una doble terna de 330 kV de configuración horizontal, con una separación promedio entre ternas de 100 m, vanos de 450 m y 10,5 m de separación entre fases.

El diagrama unifilar (figura 5) y la fotografía de la figura 6 ejemplifican el sistema descrito.

La separación entre los electroductos y los gasoductos es de 50 m (promedio) y los puntos con las singularidades más importantes a tener en cuenta se presentan en:

- Prog.1: Acercamiento a las LAT.
- Prog.11+300: Transposición total de las ternas en las LAT.
- Prog.47+630: Los gasoductos cruzan a 20° las LAT y se alejan.

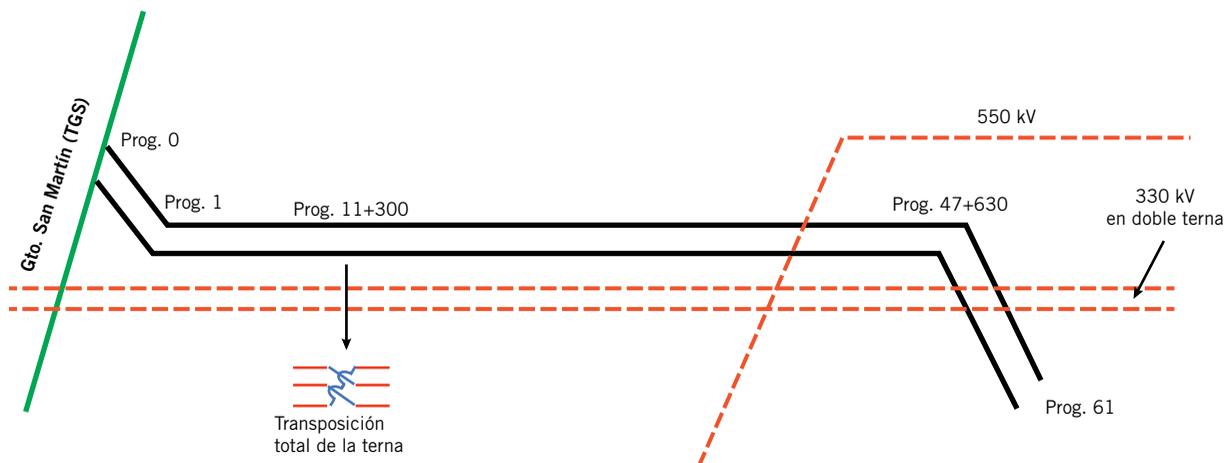


Figura 5. Electroducto paralelo a gasoducto.

El caso de estudio se complementa con el cruce a 35° del Electroducto de Alta Tensión de 500 kV (Tramo: Puerto Madryn - Pico Truncado), energizado en 2012.



Figura 6. Protección de los gasoductos.

### Antecedentes

Desde su construcción, ambos gasoductos fueron planteados con sistemas de protección catódica independiente; las interferencias electromagnéticas se mitigaron (para cada cañería) utilizando indirectamente el sistema de protección catódica. Estos sistemas planteaban una relación de compromiso entre el control de los niveles de protección catódica y la mitigación de la inducción -AC. Con el tiempo, y debido a diferentes factores, estos sistemas se fueron degradando y los valores de alterna inducidos se elevaron mucho más allá de lo recomendado por las normas (*NACE Standard RP0177*) y los niveles de protección catódica disminuyeron (en valor absoluto).

El gasoducto más antiguo (con revestimiento A1) es el más cercano a las LAT y atravesó distintas configuraciones de su sistema de protección catódica; galvánico desde su habilitación (1979) a un sistema mixto (galvánico + impresa) a partir de 1992. En 1984, Gas del Estado realizó el primer estudio sobre inducciones electromagnéticas y construyó las primeras estaciones de mitigación [4]. El sistema consistía en el reaprovechamiento de las inducciones sobre la cañería para reforzar la protección catódica, enviando a tierra el semiciclo positivo de la inducción, por medio de diodos y dispersores de corriente construidos con caños de 2". El agotamiento de esos dispersores derivó, con el tiempo, en un obsoleto el mecanismo de mitigación y caída de los Potenciales ON, a lo que se le debe sumar el envejecimiento del revestimiento.

# UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refinerías y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

@Techint\_Eng\_Con  
[www.techint-ingenieria.com](http://www.techint-ingenieria.com)



**TECHINT**  
Ingeniería y Construcción

Posteriormente, se instalaron refuerzos del sistema de protección catódica (generadores eólicos, paneles solares, termogeneradores y rectificadores), los cuales, entre la complejidad por diversidad de equipamiento, no dieron los resultados esperados.

En el caso del gasoducto más nuevo (con revestimiento G4), ya en la etapa de diseño y construcción se tomó en cuenta el efecto de la inducción electromagnética. Se diseñó y construyó con un sistema de protección galvánica con barras de zinc (en baterías), instaladas en la totalidad de los mojones kilométricos del paralelismo (46 km).

Esta configuración proporcionaba protección catódica, y todo potencial más positivo a  $-1.100\text{ mV}$ , se dispersaría a tierra controlando los niveles de inducción.

Inicialmente, este sistema funcionó correctamente, pero con el tiempo, al igual que con el gasoducto con revestimiento A1, el sistema se fue degradando. Esto se debió principalmente a la enorme masa anódica que le fue instalada.

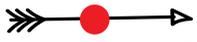
Una vez que la cañería se polarizó, los requerimientos de corriente a las barras de zinc fueron prácticamente nulos, iniciándose en estas un proceso de autocorrosión que dio como resultado la generación de un óxido pasivante de alta resistencia iónica. Los potenciales del ánodo a circuito abierto ( $-870\text{ mV}$  promedio) y su corriente ( $<10\text{ mA}$  promedio) medidos, no explicaban semejante grado de disolución para los años de operación de la cañería. Se decidió hacer la extracción de un ánodo Zn de una batería



Figura 7. Ánodo de Zn.

“Somos especialistas  
en procesos de cambio de  
**Sistemas ERP**”



  
**Pragmatica**  
c o n s u l t o r e s

Somos especialistas en procesos de cambio de Sistemas ERP, desde la Selección del Software hasta el Control de Calidad (QA) de la implementación. Contamos con una metodología probada exitosamente en la industria, y certificada bajo normas ISO 9001:2008.

Tenemos experiencia concreta en proyectos de cambio de sistemas ERP en empresas de Oil&Gas.

Para más información conozca nuestro nuevo sitio web  
[www.pragmaticaconsultores.com](http://www.pragmaticaconsultores.com) 

Brentana 635, Neuquén Cap., Argentina | Tel.: +54 299 4426430 | Email: [info@pragmaticaconsultores.com](mailto:info@pragmaticaconsultores.com)

**40**  
AÑOS



**TECNA**

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

**MÁS DE 150 PROYECTOS EPC  
EJECUTADOS AL SERVICIO  
DE LA INDUSTRIA DEL  
PETRÓLEO Y GAS**

(previa detección) para verificar la hipótesis. En la fotografía correspondiente a la batería de la Progresiva 1 del gasoducto (figura 7), se puede verificar que la barra está cubierta por la película pasivante, y su estado intacto luego de casi 18 años.

Los sistemas de protección planteados para ambas cañerías (galvánicos y/o mixtos) por la longitud y cantidad de puntos de inyección, hacían compleja la tarea de determinar por medición directa el potencial de polarización (Potencial OFF); medir estos potenciales es una situación deseada que formó parte de las premisas en la etapa de diseño de las mitigaciones AC.

### Mediciones iniciales

Dado los niveles de protección catódica que presentaban ambos gasoductos, se decidió retirar (desconectar) todas las inyecciones de protección catódica (baterías de ánodos, termogeneradores, paneles solares y rectificadores), con el fin de maximizar los efectos de la inducción -AC y se realizó un muestreo de POT<sub>NATURALES</sub> y AC<sub>INDUCIDA</sub>. La corriente transportada por las LAT era de 580 A en conjunto [5]. En ambos gasoductos se verifica que se producen picos de inducción en las progresivas que presentan discontinuidades geométricas entre el Electroducto y los Gasoductos (ver "Antecedentes").

La figura 8 muestra los valores obtenidos sobre el gasoducto con revestimiento asfáltico (A1). Su valor más alto de potencial alterno inducido se registra en la Prog. 1 con 12,2 V<sub>AC</sub>. Dentro de la normativa, si bien los valores naturales de DC están dentro de lo razonable, se observa que son muy bajos (más electropositivos). Un dato interesante que verifica el degradamiento del revestimiento con el paso del tiempo: en 1981 [6] Gas del Estado registraba 33 V<sub>AC</sub> en la Prog.1 y 19 V<sub>AC</sub> en la Prog.13.

En el otro gasoducto con revestimiento Tricapa (G4), la situación es completamente diferente y se debe principalmente a la calidad del revestimiento. La figura 9 muestra los valores obtenidos. El valor más alto de potencial alterno inducido se registra en la Prog.1 con 131 V<sub>AC</sub>. Los otros picos se verifican en las Prog.13 y 46 (inversión de terna y fin del paralelismo). Que el valor más bajo se presente en la mitad de la longitud del gasoducto (Prog. 35) verifica el

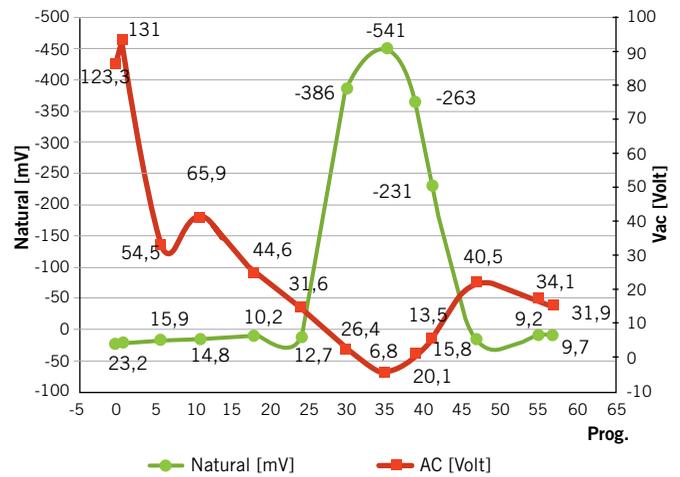


Figura 9. Gasoducto con revestimiento Tricapa (G4).

concepto teórico de línea larga o infinita vista desde ese punto, a ambos lados, en el cual la inducción es mínima por efecto que la carga que ve el gasoducto es infinitamente grande.

Lo llamativo se presentó en la medición de los potenciales naturales, que verifica que cuando en la cañería se inducen valores de alterna > 15 V<sub>AC</sub>, estos se vuelven más electropositivos, o directamente positivos, como resultó ser en este caso. Se ejecutaron distintas metodologías de medición para descartar un posible error del método.

### Diseño de estaciones de mitigación y protección catódica

El sistema actual plantea varios problemas de incompatibilidad entre los sistemas de protección catódica instalados, los mecanismos de mitigación -AC, etcétera. Para el rediseño de estos, se establecieron objetivos y/o metas que se deseaba que cumplan una vez construidos y puestos en operación, los cuales se mencionan a continuación:

- Potenciales de polarización que aseguren su integridad de la cañería según normas vigentes [7].
- Protección catódica por corriente impresa, y compartido para los 2 gasoductos.
- Optimización y maximización de las instalaciones existentes.
- Mitigar los posibles efectos de corrosión -AC debido a las inducciones electromagnéticas, mediante puestas a tierra estratégicamente ubicadas y económicamente viables.
- Cumplir la Ley N° 19.587, en lo referente al riesgo eléctrico y seguridad de las personas.
- Reducir tiempos y costos de mantenimiento y controles actuales.

Luego de varias campañas de mediciones y recolección de datos en campo, el foco se centró en la cañería con revestimiento Tricapa (G4). Además, con datos aportados por la operadora de los Electroductos (Transpa S.A.), se simuló computacionalmente [8] el comportamiento del sistema de "Electroductos-Gasoductos". La figura 10 muestra el resultado de la estimación que hace el software de los

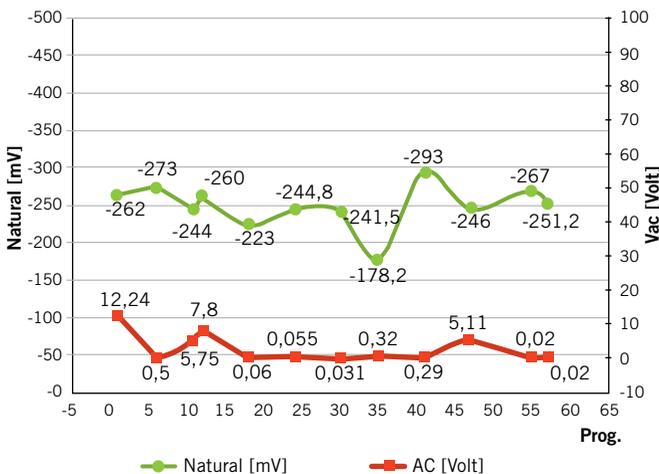


Figura 8. Gasoducto con revestimiento asfáltico (A1).



# Yo elijo Skanska

Mariano Patrono, Supervisor de taller

Como más de 4.500 personas que todos los días trabajamos en 70 obras y servicios en el país.

---

**SKANSKA**

[www.skanska.com](http://www.skanska.com)

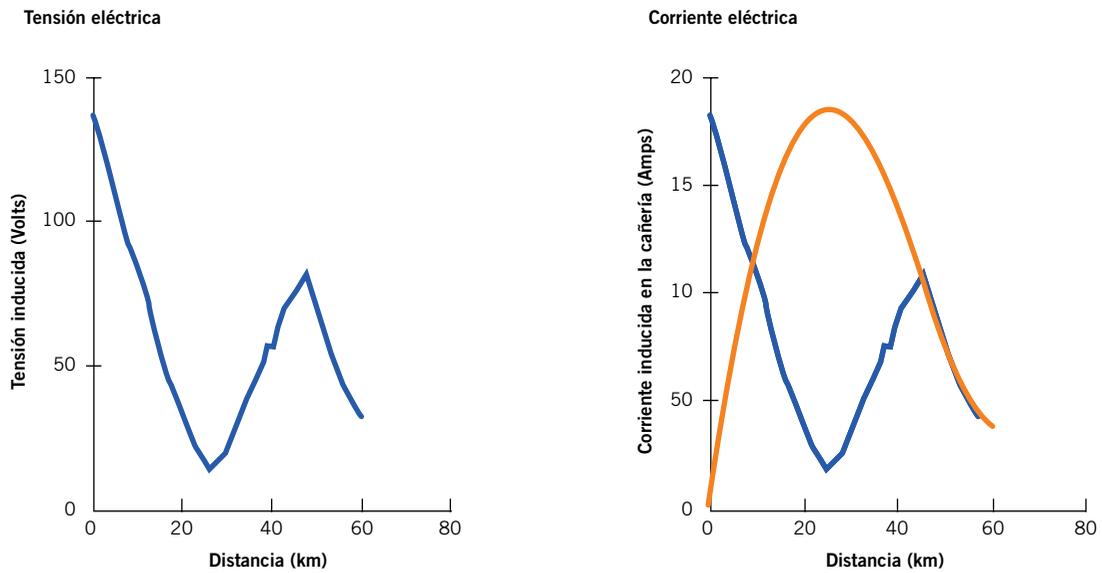


Figura 10. Simulación de control del sistema “Electroductos-Gasoductos”.

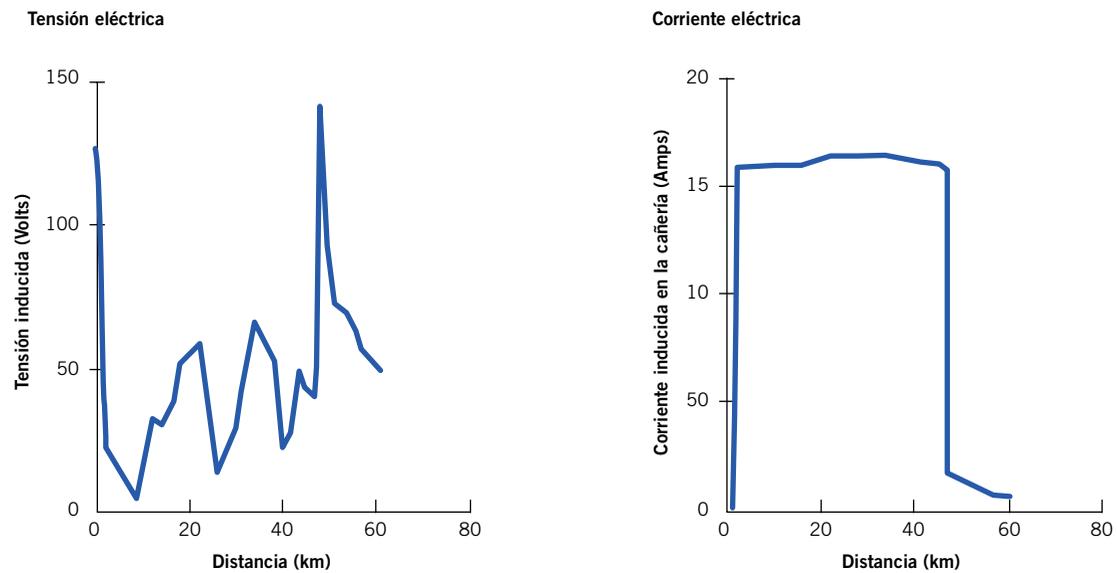


Figura 11. Simulación del sistema “Electroductos-Gasoductos” con las estaciones de mitigación propuestas.

valores de inducción electromagnética para los parámetros ingresados, lo cual, como se puede apreciar, coincide con los valores medidos y mostrados anteriormente, picos de  $130 V_{AC}$  y  $65 V_{AC}$  (ver “Mediciones iniciales”).

Con ese modelo computacional, que responde lo más fielmente posible a la realidad, se ensayaron en el *software* distintas alternativas y configuraciones de mitigaciones, que cumplieran con las metas anteriormente fijadas. Se propone la construcción de 3 estaciones de mitigación en las Prog. 1+250, 8+850 y 46+900. La configuración elegida para las puestas a tierra es de cables desnudos paralelos, y la compatibilidad con el sistema de protección catódica estará dado por la instalación de discriminadores DC/AC, que bloquean la corriente continua y envían la corriente alterna a tierra.

La figura 11 muestra el resultado de la simulación con las 3 estaciones de mitigación propuestas. En la misma, se acepta  $15 V_{AC}$  como el límite máximo de valor de inducción-AC fijado en la norma NACE RP 0177.

### Construcción de las estaciones de mitigación

La ubicación de las mismas, en función de los estudios realizados, es la siguiente:

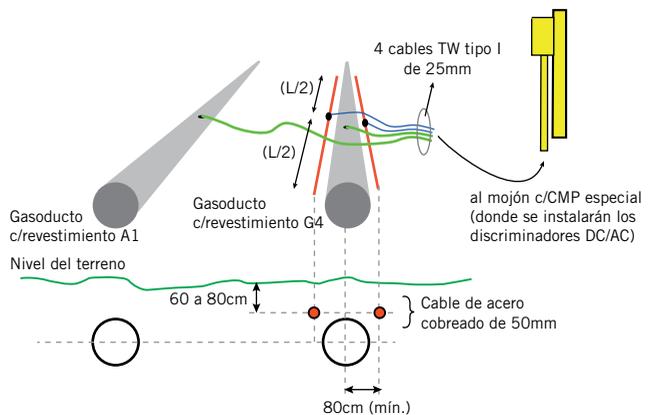


Figura 12. Estaciones de mitigación.



## >> Seguridad

Nuestro principio para lograr la excelencia operativa, otorgando a nuestros clientes un valor agregado de confiabilidad, comunicación efectiva y trabajo en equipo.

**Equipos de Perforación y Workover.**



**NABORS  
INTERNATIONAL ARGENTINA S.R.L.**



- (1) Zanjas paralelas a ambos lados del gasoducto c/ revest. G4.
- (2) Preparación de mezcla para puestas a tierra.
- (3) Cable acero cobreado + mezcla.
- (4) Cableado y conexión de PAT con la cañería.
- (5) y (6) Mojón especial con el discriminador DC/AC.





## EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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





- Estación 1 - Prog. 1+ 250, largo (L): 300 mts (de cada lado), Relleno: mezcla especial.
- Estación 2 - Prog 8+ 850, largo (L): 100 mts (de cada lado), Relleno: sin relleno.
- Estación 3 - Prog. 46+ 900, largo (L): 200 mts (de cada lado), Relleno: sin relleno.

En la figura 12 se ejemplifica la instalación a construir.

Dado que entre las Progresivas 0 y 5 se verificaron los niveles de inducción -AC más altos (entre 130VAC y 170VAC), la Estación 1 debía ser la de mayor eficiencia. Se instalaron los conductores de acero cobreado inmerso en 9 toneladas de mezcla especial para puestas a tierra [9]. Las otras 2 estaciones de mitigación fueron instaladas en terreno natural sin relleno. La vida útil teórica de estas estaciones fue calculada en 20 años.

Cada una de las estaciones de mitigación fueron vinculadas a ambas cañerías (conductor verde de la figura 10) para descargar a tierra la corriente alterna inducida. Como se mencionó anteriormente, estas puestas a tierra debían ser compatibles con el nuevo sistema de protección catódica y principalmente debía permitir la realización de ensayos ON/OFF por medición directa en todas las CMP. Esto no solo permite controlar los niveles de polarización ( $POT_{OFF}$ ), sino que prepara las cañerías para ejecutar en el futuro estudios especiales del tipo CIS/DCVG.

La premisa anterior se cumple con la instalación de discriminadores DC/AC10; estos dispositivos bloquean la corriente continua en un rango (-3VDC a 1VDC) y derivan a tierra toda corriente alterna con frecuencias de 50/60 Hz. Estos discriminadores se instalaron en mojoneros con CMP especiales construidos a tal fin.

Las fotografías 1 a 6 ilustran las etapas de construcción e instalación.

### Adecuación del sistema de protección catódica

De los sistemas de protección catódica existentes (baterías de ánodos, generadores eólicos, paneles solares, termo-

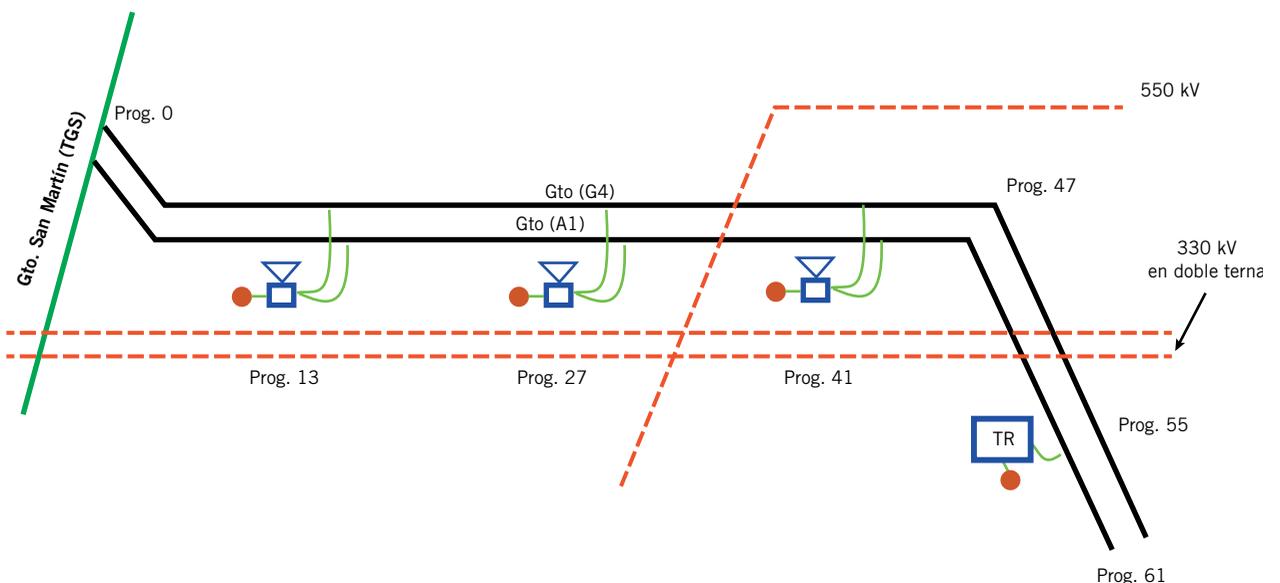


Figura 13. Ubicación de generadores.

# Reduzca su OpEx, incrementando la eficiencia de su campo petrolero.

Presentamos nuestras soluciones en levantamiento artificial, para maximizar la eficiencia y la productividad de las bombas y evitar salidas de servicio y los costos asociados.

## Garantice la disponibilidad de la energía en cualquier momento y lugar

Un ambiente frío con temperaturas muy bajas presenta un desafío muy grande, por lo tanto el suministro de energía eléctrica representa una porción significativa de los gastos operativos de las compañías de Oil & Gas.

## Obtenga más que sólo producción de petróleo

Nuestra experiencia en gestión de la energía lo ayuda a lograr un pozo petrolero más eficiente, extendiendo la vida útil de la maquinaria, anticipando eventos y optimizando el proceso productivo.

## Gestione en forma remota sus campos petroleros

La distancia entre los pozos, el número de bombas y puntos de control, determinan la complejidad de los sistemas de monitoreo. Nuestra solución SCADA (Vjeo Citect) recoge datos suministrados por unidades de terminal remoto (RTU) en el campo, permitiendo el monitoreo y control de los pozos, la red de distribución eléctrica y diferentes partes del proceso desde un único punto de gestión.

## Conozca nuestras soluciones:

### Sistema de control para AIB\*

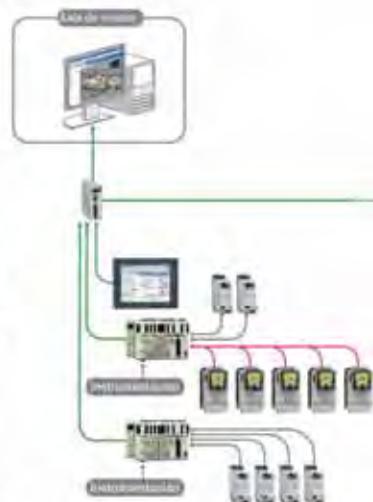
El Controlador para AIB\* permite controlar, proteger y optimizar el funcionamiento de la bomba, reducir costos operativos, mejorar la eficiencia energética y bajar los costos de mantenimiento.

Los avanzados algoritmos de control para AIB\* incorporados en nuestro variador de Velocidad Activar7<sup>1</sup>™ elimina el PLC adicional.

### Sistema de control para PCP\*\*

Las bombas para PCP\*\* necesitan un preciso control del torque en sus varillas, para no dañar partes mecánicas de la bomba. Nuestra solución basada en información mecánica de la bomba y datos en tiempo real, proporciona el máximo rendimiento y protección de la PCP\*\*.

\*AIB= Aparato individual de bombeo. \*\*PCP= Bomba de cavidad progresiva.



Descargue **GRATIS** Soluciones para la industria del petróleo y el gas y participe en el **SORTEO** de un Samsung Galaxy Gear.

Visite [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com) Código 43108B

**Schneider**  
Electric



Figura 14. Modificación del sistema de inyección de corriente.

generadores y rectificadores), solo se mantuvieron los termogeneradores de las Prog. 13 y 27, y el rectificador de la Prog. 55, pero a los tres se les renovaron sus dispersores superficiales a profundos (100 m) con ánodos de grafito de 3". A estas adecuaciones se le debe sumar una nueva instalación (termogenerador + dispersor profundo) en la Prog. 41.

Con la configuración mostrada en la figura 13, los tres termogeneradores proporcionan corriente de protección catódica a ambas cañerías y, dado que los requerimientos de corriente de protección son diferentes para cada una, existen cajas colectoras con resistencias variables que limitan la inyección al gasoducto con revestimiento G4.

El sistema de protección catódica (gasoductos A1 y G4) ahora consta de solo cuatro instalaciones de muy bajo mantenimiento y oscilaciones en el año debido a sus dispersores profundos.

Otro punto importante, previo a realizar las primeras mediciones ON/OFF, fue que se trabajó en la modificación del sistema de inyección de corriente de los termogeneradores, dotándolos (permanentemente) de la funcionalidad de realizar ensayos ON/OFF con sincronismo satelital programable. Esto elimina los errores de medición por desfase en el sincronismo. Además, ahorra tiempo, ya que no es necesario sincronizar y/o re-sincronizar los equipos antes de iniciar la medición, simplificando la tarea de medición de potenciales, ya que se puede programar día y hora del inicio y fin de un ensayo con varios meses de anticipación. La figura 14 ejemplifica la modificación implementada.

### Mediciones finales

Finalizadas la construcciones de las estaciones de mitigación e instalados los discriminadores DC/AC, se realizaron las primeras mediciones de RPAT, VAC y IAC (antes y después de conectar las mitigaciones).

Las figuras 15 y 16 muestran los resultados de las mediciones tomadas en ambos gasoductos. Para simplificar el análisis se grafican también en líneas de puntos las mediciones originales (sin mitigación). Las siguientes mediciones se tomaron sin la protección catódica aplicada.

Es importante destacar el orden de conexión de las estaciones de mitigación para la interpretación de las corrientes AC descargadas a tierra (de la estación 3 a 1), ya que las magnitudes van disminuyendo por la suma de los efectos.

En la siguiente tabla se muestran los valores obtenidos inmediatamente después de poner en funcionamiento las puestas a tierra. En las primeras mediciones de  $R_{PAT}$  se puede ver claramente el resultado de la de utilización de la mezcla especial (para puestas a tierras) que se colocó en la Estación 1. En total, las 3 estaciones en conjunto drenaron (inicialmente) a tierra más de 32 A de corriente alterna.

Estación de mitigación	RPAT [ $\Omega$ ] (*)	Tensión AC [Volt] (inducida)		Corriente AC (**) [Amper]
		Antes	Después	
No Prog.				
3	46+900	2,7	55,2    2,14	12,7
2	8+850	4	68,8    2,75	10,8
1	1+250	0,4	170,3    5,52	8,5

(\*) Medido con telurímetro.

(\*\*) Medido con pinzas amperométricas a la salida de los discriminadores DC/AC.

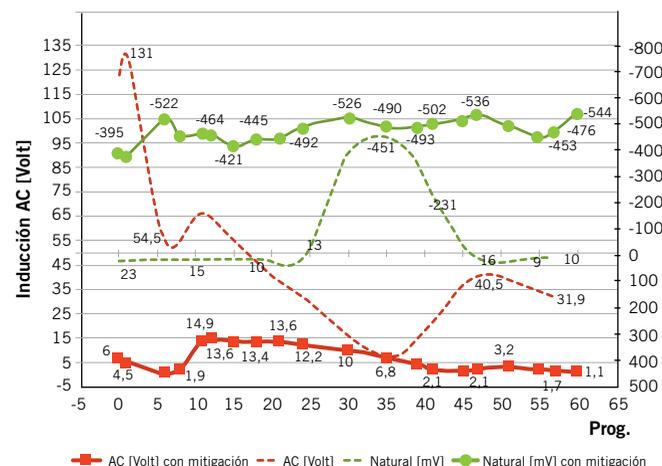


Figura 15. Gasoducto con revestimiento tricapa (G4).

# Aumente de manera integral el control, la seguridad y la confiabilidad de sus oleoductos

Mayor seguridad  
con tecnología de  
simulación

Costos en  
capital  
EcoStruxure

Hasta un 20%  
de ahorros de  
energía

Información  
para realizar evaluaciones  
cuantitativas y cualitativas

Mayor eficiencia  
operativa  
mediante la gestión inteligente  
de la oferta y la demanda

## Soluciones midstream integrales de un único proveedor

### Enfoque integrado para la gestión de oleoductos

Las soluciones de Schneider Electric™ para gestión de oleoductos le brindan todo lo que usted necesita para mejorar sus operaciones de transporte y almacenamiento.

Con la arquitectura EcoStruxure™, integramos desde aplicaciones empresariales avanzadas y soluciones para monitoreo y control hasta sistemas de automatización y sensores, a la vez que garantizamos la compatibilidad entre los productos de Schneider Electric y de otros fabricantes.

¿El resultado final? Una cartera de soluciones integral que lo ayuda a hacer frente a los principales desafíos de la operación de oleoductos. Y todo de un único proveedor.



La arquitectura EcoStruxure integra las áreas clave de sus operaciones midstream



### Reduzca los costos de los proyectos de petróleo y gas

Descargue nuestro Informe técnico **GRATUITO** hoy mismo y participe en el sorteo de un **Samsung Galaxy Gear™**.

Visite [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com) Código 42752B

**Schneider**  
Electric

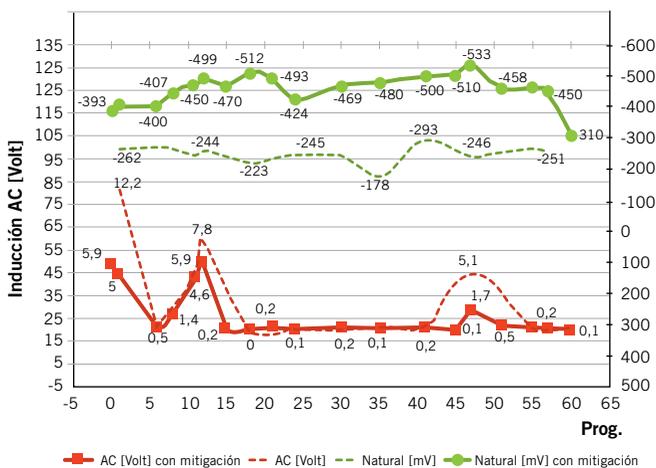
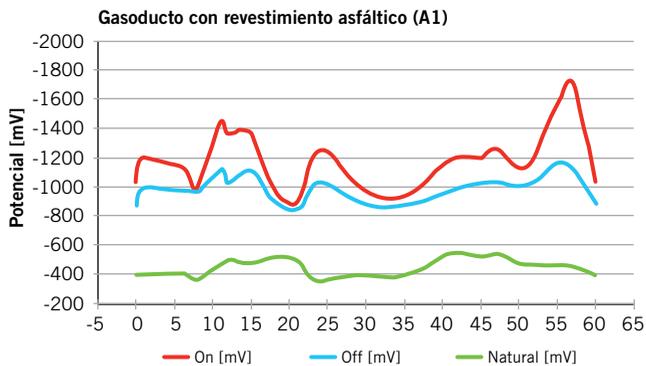


Figura 16. Gasoducto con revestimiento asfáltico (A1).

En la figura 15 se muestran los resultados de las mediciones tomadas en el gasoducto con revestimiento tricapa (G4). Los resultados evidencian una importante disminución en la Inducción-AC inducida en la cañería, y verifica los valores estimados en la simulación computacional. Entre las Prog. 11 y 12 se registra un pico de aproximadamente  $15 V_{AC}$ ; esto es debido a la discontinuidad geométrica que provoca la inversión de terna en ese punto. Esta situación no está contemplada en los *software* de cálculo; de todas formas, la aproximación realizada mantuvo (en la práctica) el orden de magnitud de un máximo de entre 15 y  $20 V_{AC}$ , siendo el límite de inducción fijado por la NACE RP0177 de  $15 V_{AC}$ .

En la medición de potenciales naturales se refleja un contraste significativo. Con el sistema de mitigación operando, los potenciales se ubican en el orden de los  $-500$  mV (línea verde continua), muy razonable y esperable para una cañería de acero enterrada de esa antigüedad. Se recuerda que en la medición anterior sin los sistemas de mitigación de inducciones-AC, se midieron potenciales naturales “positivos” que coincidían con las áreas de mayor inducción electromagnética. Esto confirma la hipótesis que la alterna presente en la cañería produce (en este caso) un efecto de desplazar los potenciales naturales a “positivos” por auto-rectificación de la alterna inducida, comprometiendo la integridad de la cañería ante una potencial falla en el revestimiento.

En la figura 16 se muestran los resultados de las mediciones tomadas en el gasoducto con revestimiento asfáltico (A1). Si bien esta cañería no se encontraba tan comprometida como la anterior, principalmente por tener un revestimiento de menor calidad, se observa una importante disminución de los niveles de inducción -AC (línea roja continua), principalmente en los picos. También se observa en la Prog. 11 el efecto de la inversión de terna de los electroductos. Al igual que en el gasoducto anterior, los potenciales naturales medidos con el sistema de mitigación operando están en el orden de  $-400$  mV (línea verde continua), esperable para una cañería de acero enterrada de más de 30 años, que confirma que la primera medición sin sistema de mitigación también se encontraba interferida por la inducción -AC (línea verde punteada).



Gasoducto con revestimiento tricapa (G4)

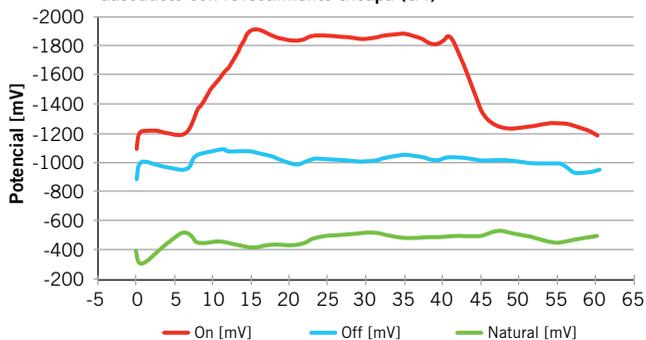


Figura 17. Respuesta de ambas cañerías al nuevo sistema de protección catódica.

### Respuesta del sistema de protección catódica

La figura 17 muestra la respuesta de ambas cañerías al nuevo sistema de protección catódica. Luego de nueve meses de polarización y ajustes, se realizan las primeras mediciones ON/OFF de las cañerías, verificando que más del 90% de los potenciales OFF son más negativos que  $-850$  mV, cumpliendo de esta manera el criterio más exigente de la norma NAG-100 (Apéndice D, Criterio 1.2).

## Estudios de integridad

Posteriormente a las obras de construcción de las estaciones de mitigación y rediseño del sistema de protección catódica, se inició un estudio de integridad basado en el análisis ECDA. En la etapa de pre-evaluación, se decidió ejecutar una inspección DCVG completa en ambas, complementadas con relevamientos de tapada, resistividad y pH. El relevamiento de potenciales paso a paso (CIS) se decidió no ejecutarlo debido a que no se disponía de suficiente información (con mediciones de respaldo) sobre potencial riesgo por inducción que implicaba a la seguridad a los técnicos la caminata con una bobina de alambre cobre de 6 Km debajo de las LAT.

En el gasoducto con revestimiento tricapa (G4), no se detectaron indicaciones de DCVG en los 60 km; por otro lado, en el gasoducto más viejo con revestimiento asfáltico (A1), se detectaron 944 indicaciones con la siguiente distribución:

- Categoría 1: IxR <15%: 225 indicaciones
- Categoría 2: 15%< IxR <35%: 411 indicaciones
- Categoría 3: 35%< IxR <60%: 248 indicaciones
- Categoría 2: IxR > 60%: 60 indicaciones

Que verifica los altos requerimientos de corriente >75Amper (1.28 mA/m<sup>2</sup>) que demandaba esta última cañería a los equipos de protección catódica instalados.

Al momento de elaborar el presente trabajo, la etapa 3 “inspecciones directas” del análisis EDCA se encuentra en etapa de planificación.

## Conclusiones

En este trabajo se verifican los efectos de los paralelismos entre electroductos de alta tensión y cañerías de acero enterradas; también se verifica cómo se producen picos de inducciones en las discontinuidades geométricas del conjunto “Electroductos-gasoductos”. Por otro lado, no se verificaron inducciones electromagnéticas de la LAT de 500KVolt que cruza a los gasoductos en un ángulo > 35°.

La construcción y puesta en marcha de las tres estaciones de mitigación AC permitió pasar de inducciones máximas medidas de 170 V<sub>AC</sub> a valores pico de 14.9 V<sub>AC</sub> en la Prog 11.5, que coincide con la ubicación inversión de terna de los electroductos. Posteriormente, se construyó una cuarta estación de mitigación en la Prog. 12 de las mismas características que las anteriores, y en esta nueva situación el pico máximo medido en la última campaña fue de 7.6 V<sub>AC</sub>; de todas formas, se debe tener presente que estos valores dependen de las corrientes trasportadas por las líneas de alta tensión.

El resto de los valores de inducción AC menores a 10V<sub>AC</sub> se encuentran dentro de lo permitido por las normas (< 15VAC), y no representan un riesgo a las personas; por otro lado, en ese rango de inducciones, la densidad de IAC se debería mantener por debajo de 20A/m<sup>2</sup>, por lo que se estima que la probabilidad de corrosión AC es baja.

La configuración del nuevo sistema de protección catódica permitió desplazar los potenciales OFF a valores más negativos de -800mV, cumpliendo lo indicado en el Apéndice- D (NAG100), y que con las modificaciones implementadas en los termogeneradores es posible tener control más real de los niveles de polarización de las cañerías.

Finalmente, la ejecución de los pozos de inspección para evaluación directa del análisis EDCA, junto a la ins-

pección DCVG ya realizada, marcará una nueva línea base para el gerenciamiento de la integridad de estas cañerías.

## Bibliografía

- NAG-100: “Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por Cañería”.
- NAG-108/09: “Revestimiento Anticorrosivo de Tuberías en Condiciones de Operación Normales”.
- NACE RP0177-2000: “Mitigación de los efectos de la corriente alternada y la descarga de rayos sobre las estructuras metálicas y sistemas de control de la corrosión”.



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

### Poliductos

Limpieza  
Pruebas Hidráulicas  
Inspecciones Geométricas  
Secados  
Inertizados

### Tanques y Reactores

Blanketing  
Sparging  
Transporte Neumático

### Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico  
Hidrogeno  
Helio  
Argón  
Nitrógeno  
Oxígeno

### Mezclas Patrones

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

Centro de Servicio al Cliente  
0810 810 6003  
www.indura.com.ar

**INDURA**  
Grupo AIR PRODUCTS

- NACE RP0502-2002: "Pipeline External Corrosions Direct Assessment Methodology".
- NACE RP0169-2002: "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems".
- Prieto, Roberto y Binderas, Eduardo (Ings. - G.E.) (1984). "Medición de tensiones inducidas por transmisión de energía en gasoducto".
- Duwensee, Pedro (Ing. - TGS). "Aprovechamiento de la tensión alterna inducida por una línea de alta tensión para PC, Gasoducto Cordillerano".
- Nielsen, L.V. y Baumgarten, B. (2004). "Onsite measurements of AC induced corrosion: effect of AC and DC parameters" (CeoCor conference junio de 2004, Dresden).
- Liviu Anc, Vlad Pavlovschi (2008). "Mitigation of the influence of high voltage electrical aerial lines over buried metal pipelines" (Transgaz, Rumania).
- "NACE CP3 - Cathodic protection technologist" (2004), Chapter 3 Interference.
- "AC induced corrosion - Summary of AC corrosion cases". JCSE: The Journal of Corrosion Science and Engineering / ISSN 1466-8858 / Volume 4 Preprint 5.

## Referencias

- [1] "AC Corrosion - A New Challenge to Pipeline Integrity". CORROSION/98, paper n° 566 (Houston, TX: NACE, 1998).
- [2] LAT: Línea de Alta Tensión.
- [3] "AC induced corrosion - Summary of AC corrosion cases". JCSE: The Journal of Corrosion Science and Engineering / ISSN 1466-8858 / Volume 4 Preprint.
- [4] Prieto, Roberto (Ing. - Gas del Estado) (1984). "Medición de tensiones inducidas por línea de transmisión de energía en gasoducto y su aprovechamiento en protección catódica."
- [5] Fuente: TRANSPA "Empresa de transporte de energía eléctrica por distribución troncal de la Patagonia", operadora del Electroducto.
- [6] Ídem [4].
- [7] Apéndice D - (NAG-100) - Mediciones ON /OFF y PR0177 (NACE).
- [8] "Pipeline Research Council International", Inc. PRC's AC Coupling Prediction software.
- [9] "Loresco Powerfill grounding backfill". ■

ADDING VALUE  
TO OUR CLIENTS

**AGREGANDO VALOR  
A NUESTROS CLIENTES**

Transporte marítimo y fluvial  
de petróleo crudo y subproductos,  
remolcadores de puerto y  
remolcadores offshore.

Marine and fluvial transportation  
of crude oil and byproducts,  
harbour towage and offshore  
vessels services.







**Antares Naviera**

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400 / 8403  
Bouchard 547 / Piso 21 / C1106ABG / Buenos Aires / ARGENTINA  
[www.antaresnaviera.com](http://www.antaresnaviera.com)



Energía Argentina S.A.

# somos, energía...

Desde su fundación, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía del país.

De cara al futuro, ENARSA sigue adelante, comprometida con un país que crece, produce y se desarrolla a fin de mejorar la calidad de vida de todos los argentinos.

Aguada del Chañar. Neuquén

**ARGENTINA  
NOS INCLUYE**

ENARSA. Energía, desafíos y logros.  
[www.enarsa.com.ar](http://www.enarsa.com.ar)



Este trabajo presenta los resultados de las inspecciones realizadas en componentes estáticos sometidos a presión, pertenecientes a unidades moto-compresoras, de acuerdo con los *API 510* y *API 570*. Al tratarse de más de 350 equipos, se planteó una estrategia para implementar una metodología capaz de determinar el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes. Los resultados permiten retroalimentar el análisis de criticidad y optimizar los planes de inspección a futuro.



# Sistema de gestión de integridad sobre 350 equipos compresores

Por **Ricardo Álvarez** y **Eugenio Sebastián Oliveri** (Exterran) y **Esteban Rubertis**, **Federico Fernández Scudeller** y **Federico Rodríguez Urroz** (GIE S.A.)

Trabajo seleccionado por el *Comité Organizador del 2º Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.*

## Objetivos

El presente trabajo busca mostrar los resultados de la implementación de un sistema de gestión de integridad mecánica sobre los componentes estáticos pertenecientes a unidades moto-compresoras de la compañía operadora Ex-terran, dedicada a la compresión de gas natural, la cual tiene un parque de más de 350 unidades moto-compresoras en la Argentina, así como diversas plantas de tratamientos.

El alcance de este trabajo se extiende a esos más de 350 equipos compresores, muchos de los cuales no tenían antecedentes de inspección. La metodología empleada se basó en las técnicas de Inspección Basada en Riesgo (*RBI*) según *API* (por la sigla en inglés de *American Petroleum Institute*) 580 y las normativas de inspección de tuberías *API* 570 e inspección de recipientes a presión *API* 510.

El gas que se va a comprimir, luego de su extracción del yacimiento, conlleva diversas variables que hacen al servicio más o menos crítico, tales como la existencia de ácido sulfhídrico o de dióxido de carbono, la humedad, las presiones de trabajo elevadas, etcétera. Debido a esto, y a la gran cantidad de equipos que debían ser inspeccionados (más de 5.000 componentes entre tramos de tuberías y equipos a presión), fue fundamental definir la criticidad de cada una de las unidades, de manera de optimizar recursos y tiempo, enfocando mayores esfuerzos en aquellas unidades de mayor criticidad.

Esto se logró mediante la ejecución de un Análisis de Criticidad o Análisis de Riesgo Cualitativo, instrumentando la metodología de *RBI* según *API* 580. Así, se definió una estrategia de ejecución de las inspecciones en tres años, durante los cuales se fueron ejecutando inspecciones y evaluaciones de integridad que incluyeron diversos ensayos y actividades, que posibilitaron determinar de una manera satisfactoria el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes.

En la figura 1 se muestran a título ilustrativo unidades moto-compresoras de diversas etapas.

## Análisis de criticidad

El paso inicial para determinar la efectividad de inspección idónea de todos los moto-compresores, y enfocar recursos a aquellas unidades más críticas, se inició con la

ejecución de un Análisis de Criticidad o Análisis de Riesgo Cualitativo, implementando la metodología *RBI*, según *API* 580. Para ello, es necesario el conocimiento de diversas variables de operación y datos del fluido en cuestión.

De esta manera, se comenzó por el relevamiento de los datos necesarios de cada unidad: Gas de proceso, condiciones operativas, condiciones de pintura, antigüedad de componentes estáticos, historial de fallas, sistemas de detección y mitigación.

Teniendo en cuenta la agresividad del fluido, y otras diversas variables, fue posible categorizar las unidades por su riesgo y determinar su criticidad.

El análisis incluyó:

- Base de datos de unidades y nivel de riesgo asociado a cada una;
- Visualización de posibles mecanismos de daño según *API* 571 y *API* 581;
- Plan de inspección recomendado;
- Programación de acuerdo a la estrategia.

Entre los mecanismos de daño aplicables en este tipo de servicio se encontraron:

- Corrosión por  $H_2S$  (Sulfuro de Hidrógeno);
- Corrosión por  $CO_2$  (Dióxido de Carbono);
- Fisuración por  $H_2S$  (Sulfuro de Hidrógeno);
- Corrosión por MIC (Corrosión microbiológica inducida);
- Fisuración por fatiga;
- Fisuración por cloruros;
- Corrosión externa.

Finalizado el análisis, se obtuvo como resultado final la categorización de la totalidad de las unidades en la Matriz de Riesgo Cualitativo. En la figura 2 se muestra la Matriz de Riesgo realizada en un muestreo de 199 unidades moto-compresoras.

Clasificadas las unidades, y en función de un estudio particular de los mecanismos de daño aplicables, se diseñaron tres tipos de planes de inspección: Inspección A (de alta efectividad), Inspección B (de efectividad media) e Inspección C (de baja efectividad). Cada uno de ellos difiere en la cantidad y tipos de ensayos que se realizan para verificar daños de adelgazamiento o de fisura, entre otros. En la figura 3 se pueden apreciar las mediciones de espesores (*tags* rojos) que se realizan en los equipos, según el plan de inspección que se va a ejecutar.

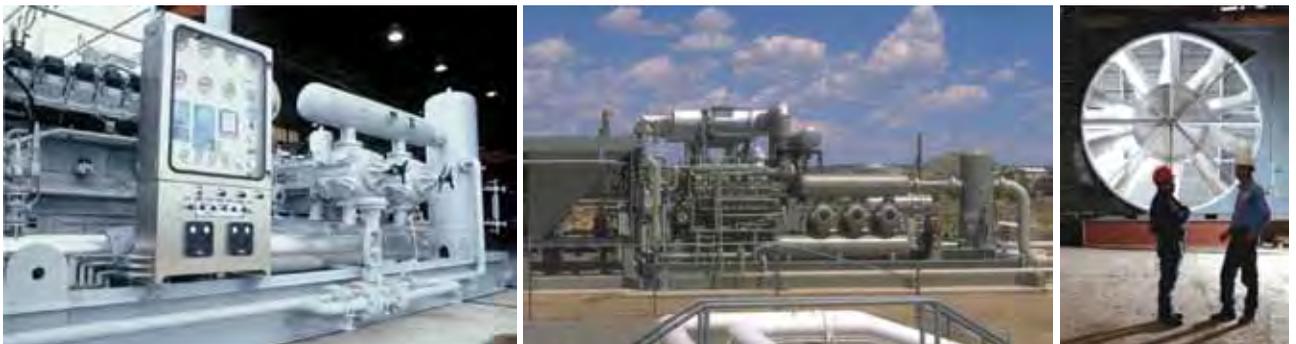


Figura 1. Unidad motocompresora.

5	1	6	13	10	0
4	5	14	6	0	1
3	27	28	17	12	0
2	8	7	4	0	0
1	24	9	4	3	0
	A	B	C	D	E

Consecuencia

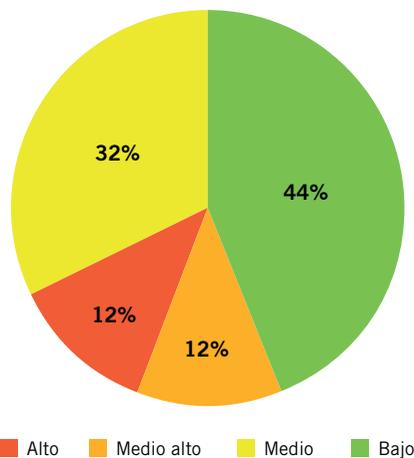


Figura 2. Matriz de Riesgo Cualitativo.

## Etapa de inspección

Se definió una estrategia de ejecución de las inspecciones en tres años, durante los cuales se fueron ejecutando inspecciones que incluyeron:

- Inspección visual externa;
- Medición y sondeo de espesores para detección de pérdidas de espesor generalizada y localizada respectivamente;
- Instalación de testigos de corrosión en recipientes para cálculo de Velocidad de Corrosión de Corto Plazo (VCCP) en inspecciones futuras;
- Ensayos no destructivos (partículas magnetizables) en componentes críticos sometidos a altas vibraciones;
- Ensayos de dureza para determinación de resistencia de materiales constitutivos;
- Relevamiento de datos de calibración de Dispositivos de Alivio;
- Pérdida de Flujo Magnético (MFL) en Tubos de Aeroenfriadores;
- Caracterización de defectos hallados para posterior Análisis de Aptitud para el Servicio según API 579.

La inspección constituye una etapa clave para la determinación de la integridad de la unidad, ya que durante esta se detectan anomalías y defectos que necesitarán de acciones de mitigación o reparación. Entre las anomalías más significativas se destacan:

- Pérdidas de espesor localizadas en componentes de tuberías y recipientes, detectadas mediante medición y sondeo de espesores;
- Evidencias de fugas de fluido de proceso (figuras 4 y 5);
- Desgaste de componentes por vibraciones y rozamiento con elementos (figura 6);
- Válvulas de bloqueo aguas arriba de dispositivo de alivio sin candado ni precinto de seguridad (figura 7);
- Desgaste de componentes por vibraciones y roce con soporte (figura 8);
- Fisuras y fracturas en soportes (figura 9);
- Espárragos y bulones de bridas faltantes;
- Soportes (*skirt*) de recipientes sin acceso para inspección;
- Dispositivos de alivio con fechas de calibración mayores a un año;
- Pintura deteriorada y oxidación superficial.

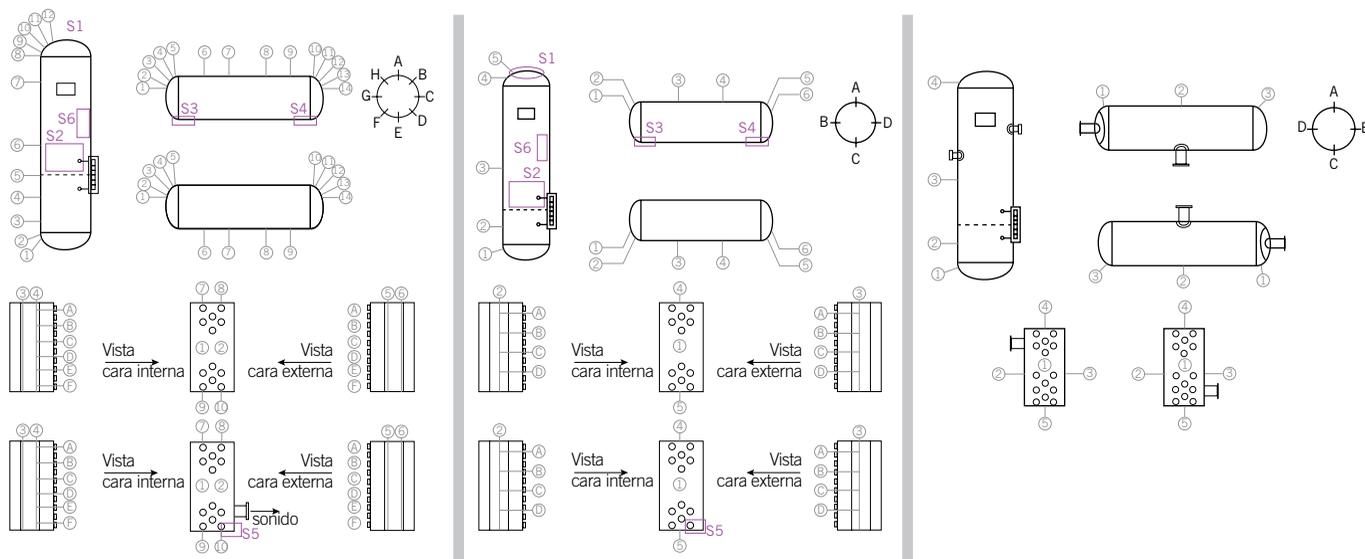


Figura 3. Medición de espesores según plan de inspección a ejecutar (de izquierda a derecha: tipo A, B y C).

# Desafíe los límites del rango mínimo de producción



La nueva solución **ProductionWave™** para pozos convencionales y no convencionales, cuenta con la innovadora tecnología **FlexPump™** que opera confiablemente generando beneficios económicos y disminuyendo los riesgos de HSE – en caudales desde 50 bfpd.

Menor sumergencia. Mayor control. Sin desgaste de tuberías y varillas. Somos tan flexibles como esto.

Conozca más en: [BakerHughes.com/ProductionWave](http://BakerHughes.com/ProductionWave).





Figura 4. Fuga de proceso.



Figura 5. Fuga de proceso.



Figura 6. Desgaste por contacto y rozamiento.



Figura 7. Válvula de bloqueo sin candado.

## Evaluaciones de integridad

Una vez finalizada la inspección de una unidad, se prosigue con el procesamiento de resultados e información recolectados en campo, etapa conocida como Evaluación de Integridad. Esta consiste en evaluar el estado de la unidad a partir de los resultados de la inspección visual y de la medición de espesores; y en determinar si la unidad se

encuentra apta para el servicio para seguir operando en las condiciones dadas.

De la Evaluación de Integridad se desprenden las acciones correctivas o reparaciones que se deberán realizar para las anomalías detectadas en la inspección visual y defectos hallados a partir de los ensayos no destructivos realizados, tanto de ensayos de partículas magnetizables como de la medición de espesores.



Figura 8. Desgaste por vibraciones.



Figura 9. Fisura en soldadura.

**CREADOS PARA EL TRABAJO,  
DISEÑADOS PARA LA VIDA.**



**Línea  
INFINIT**  
Modelo  
**LANDER**



Brown



Grey



Beige



Black

[WWW.FUNCIONALWEB.COM](http://WWW.FUNCIONALWEB.COM)



**FUNCIONAL**  
CALZADO DE SEGURIDAD

### Análisis de espesores medidos

La medición de espesores de componentes de tuberías y recipientes constituye un aspecto fundamental para asegurar la integridad de la unidad. Un componente sometido a presión debe cumplir un espesor mínimo determinado por la norma de diseño correspondiente, el cual depende de ciertos parámetros. Estos parámetros son la presión de diseño o máxima presión operativa, el material de construcción, el diámetro, la eficiencia de junta y el año de construcción. Obtenidos los espesores, estos se comparan con los requeridos por las normas correspondientes:

- Recipientes a presión, por ASME VIII;
- Componentes de tuberías, por ASME B31.3;
- Cabezales de aerofriadores, por API 661.

En caso de no cumplimiento de un componente de tubería, se recomendaron acciones para que la unidad pueda seguir operando; entre las siguientes alternativas:

- Análisis de Aptitud para el Servicio según API 579 Sección 4, 5 o 6;
- Calcular el espesor requerido a menor presión, de manera que supere el espesor requerido por la norma, junto con calibración de dispositivo de alivio asociado a la nueva presión de cálculo;
- Reemplazo del componente, especificando material y *schedule* necesario.

En caso de no cumplimiento de un recipiente sometido a presión, de la misma manera, se establecieron las siguientes alternativas:

- Ensayo de ultrasonido en soldaduras para aumentar eficiencia de junta, en equipos que posean eficiencia menor a 1 (uno);
- Análisis de Aptitud para el Servicio según API 510/API 579 Sección 4, 5 o 6;
- Calcular el espesor requerido a menor presión, de manera que supere el establecido por la norma. Sobre la base de esto, se determina la nueva presión a la que se deberá calibrar el dispositivo de alivio asociado, actualización de ficha técnica de equipo, implementación de comunicaciones mediante un sistema de “manejo del cambio” entre las áreas involucradas en la operación del mismo y actualización de placa de identificación y/o realización de un *Derating/Reclasificación* del mismo;
- Reemplazo del recipiente.

De esta manera, se aplicaron herramientas que permitieron que equipos y componentes que *a priori* no cumplieran con los requerimientos de los códigos de diseño, poniendo a la unidad como “no apta para el servicio”, cambien esa condición a partir de la ejecución de las recomendaciones realizadas y se encuentren “aptos para el servicio”, en muchos casos sin la necesidad de sacar de servicio la unidad para el reemplazo de componentes, evitando costos elevados y disminución de la producción.

### Determinación de vida remanente y períodos de reinspección

Finalmente, en caso de no contar las unidades con antecedentes de inspección, se adoptaron velocidades de corrosión teóricas para la determinación de la vida remanente de las mismas, junto con la fecha de próximas ins-

pecciones, recomendadas según los lineamientos especificados en API 510 y API 570. La VCCP y la vida remanente se calculan de la siguiente manera:

$$VCCP \left( \frac{\text{mm}}{\text{año}} \right) = \frac{\text{Espesor inspección previa (mm)} - \text{Espesor inspección actual (mm)}}{\text{Tiempo entre inspecciones (año)}}$$

$$VR \text{ (años)} = \frac{\text{Espesor inspección actual (mm)} - \text{Espesor requerido (mm)}}{VCCP \text{ (mm/año)}}$$

Finalmente, se confeccionaron informes por unidad moto-compresora, donde se volcaron los resultados de inspección y la evaluación de integridad.

## Implementación de recomendaciones y reparaciones

La inspección de las unidades, junto con el informe de integridad correspondiente, permiten conocer la evolución de los recipientes tras sus respectivos años de operación. A partir de esto, se puede obtener un histórico de velocidades medias de corrosión y monitorear continuamente su evolución. Asimismo, los informes contienen gran cantidad de recomendaciones, muchas de ellas relacionadas con la integridad de las unidades y otras con la seguridad, lo que ofreció a la empresa un punto de vista externo y con oportunidades de mejora en el mantenimiento de las unidades (figura 10).



Figura 10. Principales recomendaciones de mantenimiento.

Esta gran cantidad de información es procesada a través del departamento de Ingeniería de Mantenimiento y revisada frecuentemente con los responsables de la operación de las unidades. A continuación, se presentan las principales categorías de las recomendaciones detectadas en las unidades inspeccionadas.

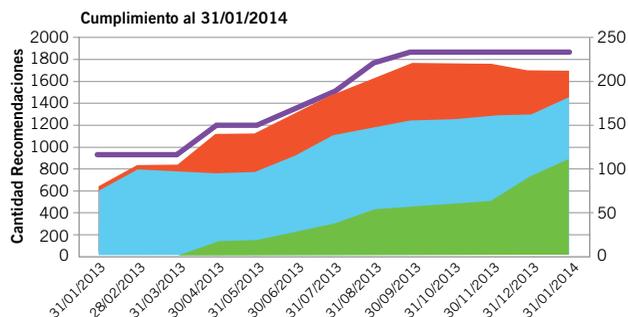


Figura 11. Avance de cumplimiento.

Experiencia global,  
con presencia local.



**NOV MSW tiene una fuerte presencia en Argentina  
y está dispuesta a servir a los clientes desde su  
planta local, en Buenos Aires.**

La línea de productos NOV MSW incluye bombas para uso continuo e intermitente, disponibles en simple efecto y doble efecto, capaces de funcionar en un rango de potencia de 2 a 2800 HP.

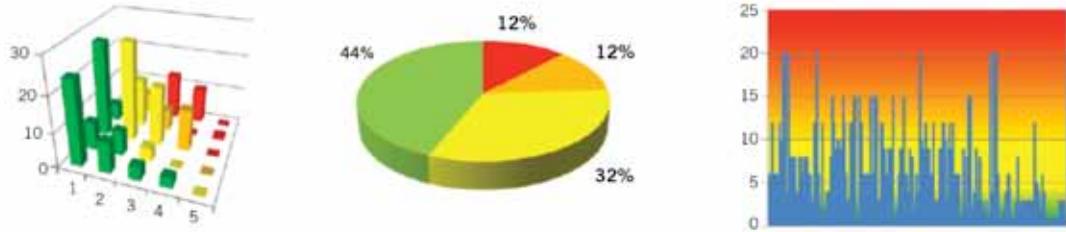
NOV MSW también ofrece fabricación, capacitación, asesoramiento de puesta en marcha y visitas a campo, para satisfacer los requisitos de los clientes a nivel mundial.



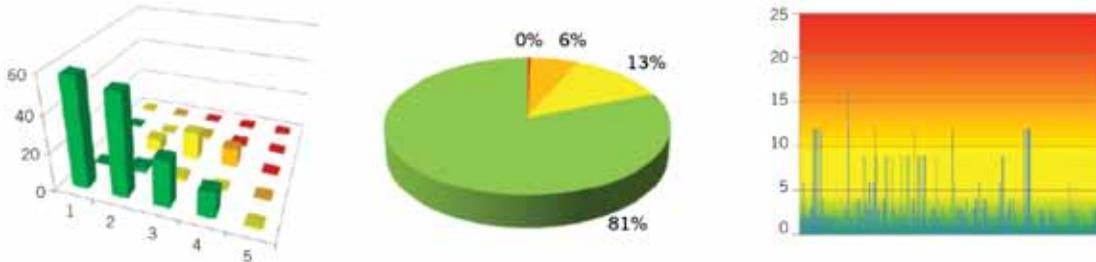
Email: [msh@nov.com](mailto:msh@nov.com)

**NOV MSW**

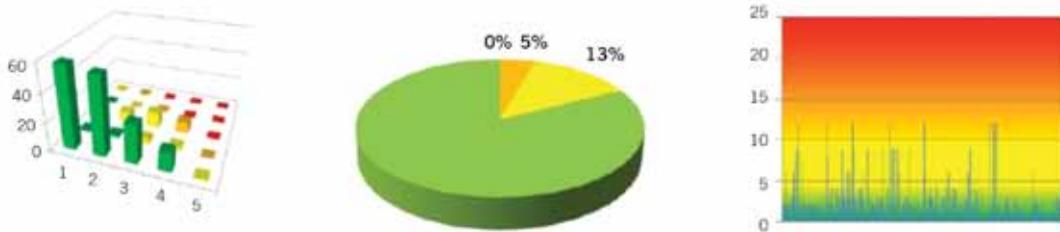
Caso 1: Condición original



Caso 2: Implementación de inspecciones



Caso 3: Implementación de inspecciones e inhibiciones de corrosión.



Caso 4: Implementación de inspecciones, inhibidores de corrosión y acciones de mitigación de consecuencias (mejoras en sistema de detección y alarma).

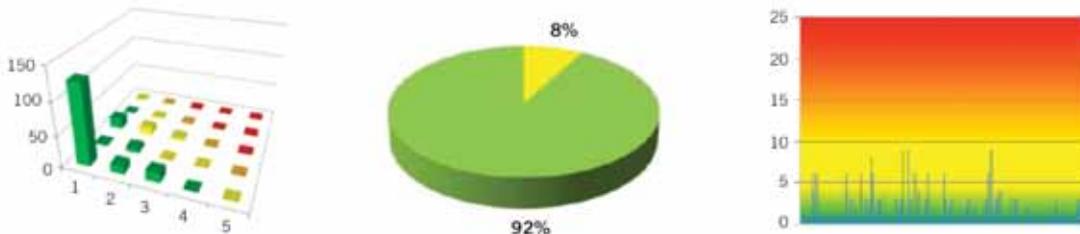


Figura 12. Reducción del riesgo mediante la implementación de inspecciones, inhibidores de corrosión y acciones de mitigación de consecuencias.

También se presenta un gráfico con los avances en el cumplimiento, ilustrando la ejecución de tareas de mantenimiento en función de las fechas planteadas en los informes. El gráfico de área muestra la cantidad de recomendaciones ejecutadas (en verde), en plazo (en celeste) y vencidas (en rojo), mientras que el gráfico de línea representa la cantidad de unidades inspeccionadas (figura 11).

ver, al implementar inspecciones, inhibidores de corrosión y mejoras en el sistema de detección y alarma (acciones de mitigación de consecuencias), que se logró bajar el riesgo Alto y Medio-Alto de las unidades, pasando a riesgo Medio y Bajo.

## Reanálisis de riesgos

Los gráficos de esta página (figura 12) representan la distribución del riesgo sobre un muestreo de 199 unidades moto-compresoras. Se puede apreciar cómo disminuye el riesgo al implementar la inspección de las unidades (Caso 2) y, al ir sumando a esta implementación la introducción de inhibidores de corrosión (Caso 3). En el Caso 4 se puede

## Costos y beneficios

Uno de los beneficios de aplicación de las técnicas de *RBI* combinado con los análisis realizados por el equipo de trabajo se demuestra en la reducción de costos de inspección, lograda a partir de la implementación de las actividades antes mencionadas; para dar un ejemplo, en el esquema preexistente se destinaban U\$S 5.712,96 para la inspección de un equipo de compresión, lo que haría un total de dos millones de dólares para lograr la inspección del parque completo de equipos. Este esquema, además del

**LUFKIN***Expect More*

Más **SISTEMAS**  
Más **SERVICIOS**  
Más **OFICINAS**



Las unidades de bombeo con legendaria calidad y fiabilidad, han sido la reputación de Lufkin por más de 100 años. En esa misma tradición, Lufkin ahora ofrece más sistemas de extracción artificial, más servicios de soporte y más oficinas para brindar servicios alrededor del mundo.

Estas soluciones de ingeniería, atendidas por nuestro experimentado staff, entregan una óptima producción a sus pozos de petróleo y gas.

Ahora más Servicios y Sistemas para reunir sus requisitos:

- Automatización
- Unidades de Bombeo
- Unidades de Bombeo Hidráulicas
- Bombas de Profundidad
- Bomba de Cavidad Progresiva
- Optimización del Producto
- Monitoreo de Pozos
- SCADA
- Plunger Lift
- Bombeo Neumático
- Productos de Completación de Pozos
- Mantenimiento y Reparación
- Capacitación

Escanee aquí para más información del producto



*The Energy Flows Through Us®*

LUFKIN.COM

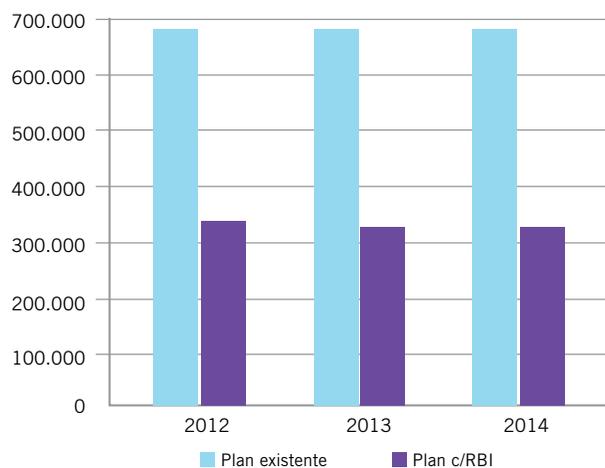


Figura 13a. Presupuesto de Inspecciones, valores en U\$S.

valor en sí de la inversión, tiene las desventajas de que los planes de inspección no estaban orientados específicamente al tipo de mecanismos de daño activos en los equipos de compresión y que generaría un importante *backlog* en la ejecución de las tareas de inspección y en la implementación de sus recomendaciones.

Considerando el esquema actual de inspección, luego de implementado el *RBI*, se destinan en promedio U\$S 2.696,73 por cada unidad, lo cual implica una reducción del 53% de los costos de inspección. Como se puede observar en las figuras 13a y 13b, la implementación de estos estudios redundará en un ahorro de U\$S 1.000.000, considerando la inversión inicial de los análisis realizados. Se destaca además, como beneficio, que cada plan de inspección está específicamente diseñado para los riesgos y daños que posee cada equipo, con una disminución considerable en los tiempos de ejecución de las inspecciones e implementación de recomendaciones.

Por otro lado, es importante destacar los resultados y beneficios operativos que brindaron estas inspecciones; si bien es difícil cuantificar problemas que nunca llegaron a presentarse, el trabajo realizado permitió a Exterran implementar un plan de mantenimiento para los equipos estáticos incorporando todos los avances desarrollados por las normativas de aplicación.

De esta forma, se cuenta con un procedimiento para el cumplimiento de las actividades de inspección y mantenimiento que además beneficia a la operación, al minimizar los trabajos "correctivos" asociados a estos equipos. No está de más decir que la instrumentación de estas actividades permitió a la compañía alinearse a las exigencias del cliente y en muchos casos dar una solución al estar un paso adelante sobre temas de integridad y mantenimiento.

También es oportuno compartir dentro de este documento los problemas que se han tenido para la implementación: desde el punto de vista técnico, la mayoría de las inspecciones son externas y sin necesidad de sacar el equipo de servicio, lo cual es una gran ventaja.

Pero para inspeccionar los aeroenfriadores, fue necesario realizar una inspección intrusiva que solo en algunos casos se pudo implementar. Este tema ha sido planteado en varias oportunidades, y se está trabajando para obtener una solución satisfactoria.

Por otro lado, y más allá de los aspectos técnicos, hubo un tiempo de lanzamiento del programa de inspección en el que costó mucho comprometer al personal en la ejecución de las recomendaciones. Para poder mejorar los porcentajes de cumplimiento, se incorporó al tablero de control un seguimiento de estas tareas y así, con revisión frecuente por parte de la gerencia, se logró mejorar los indicadores y cumplir con las recomendaciones planteadas. También, el hecho de compartir experiencias y casos de éxito, facilitó la participación de más grupos de trabajo en este proyecto.

## Conclusiones

Mediante el presente trabajo fue posible diagramar una estrategia de inspección para un parque de más de 350 equipos compresores. Se estableció una estrategia para la implementación de una metodología que permitiera determinar, de una manera satisfactoria, el estado actual y la integridad de los equipos estáticos presentes, enfocando mayores recursos y tiempos en las unidades más críticas.

A partir de un Análisis de Criticidad, e implementando la metodología *RBI* según *API 580*, se clasificaron las unidades según su riesgo y, en función de un estudio particular de los mecanismos de daño aplicables, se diseñaron tres tipos de planes de inspección.

Hasta la fecha se han ejecutado más de 200 inspecciones de componentes estáticos pertenecientes a las unidades moto-compresoras, de acuerdo con *API 510* y *API 570*, y se detectaron anomalías y defectos que, en algunos casos, comprometían la integridad de la unidad; y que requerían una acción de mitigación o de reparación.

Se muestra en la figura 14 las inspecciones realizadas hasta el momento y las que restan por realizar. Se ejecutaron 25 inspecciones de alta efectividad (tipo A), 34 inspecciones de media efectividad (tipo B) y 157 inspecciones de baja efectividad (tipo C).

Luego, se ejecutaron las Evaluaciones de Integridad por cada unidad, en la cual se evaluó el estado de la misma, a partir de los resultados de la inspección visual y medición de espesores. Se brindaron herramientas para mantener la integridad de los componentes y análisis de aptitud para el servicio de acuerdo con *API 579*, para lograr la aptitud para el servicio de componentes con degradaciones previas, en la mayoría de los casos sin la necesidad de sacar de servicio

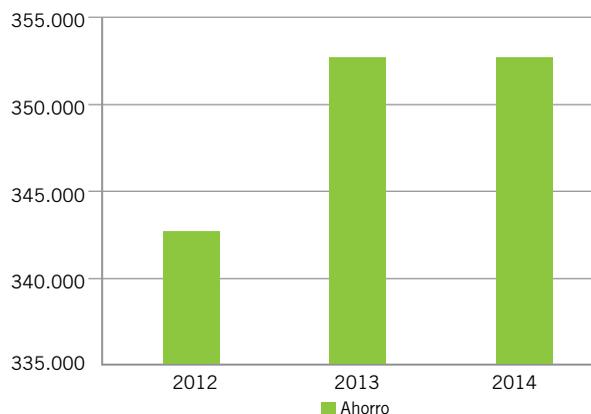


Figura 13b. Presupuesto de Inspecciones, valores en U\$S.



# LUPATECH ESFEROMATIC

El primer pozo de **Shale Gas** en Argentina produce con  
**Válvulas de Control Esferomatic...**



## Válvula de Control V1

Esferomatic fabrica, bajo licencia desde 1991, las Válvulas de Control Foxboro, siendo el único fabricante en el mundo.

Las válvulas de control V1S y V1C tienen certificación ISO 9001 de Det Norske Veritas.



Planta Industrial, Administración y Ventas: Gran Canaria 3010, Esquina Laprida - (B1878EEJ) Quilmes Bs. As. Argentina  
Tel.:(54-11) 4278-3000 (Líneas rotativas) / Fax: (54-11) 4278-2317/2894 / E-mail: [esferomatic@lupatech.com](mailto:esferomatic@lupatech.com)

[www.esferomatic.com.ar](http://www.esferomatic.com.ar) / [www.lupatech.com](http://www.lupatech.com)



Figura 14. Inspecciones realizadas en 2012 y 2013.

la unidad, evitando costos elevados, sin disminución de la producción y evitando multas por paros no programados.

Los resultados de la evaluación de integridad permitieron prevenir situaciones de riesgo y diagramar las reparaciones y/o acciones de mantenimiento necesarias para garantizar la seguridad y confiabilidad de los equipos compresores. Los resultados permiten, además, retroalimentar el análisis de criticidad y optimizar los planes de inspección que pueden aplicarse en el futuro.

La experiencia de estos años de implementación del plan nos muestra que estas inspecciones han ayudado a Exterran a detectar problemas con los que se habían “acostumbrado a convivir”, es decir, pequeños desvíos que pa-

recerían no ser prioritarios y que, con el paso de los años, van creciendo en importancia. Un ejemplo puntual de esto son las soportarías sueltas, que con el paso del tiempo van desgastando cañerías y transformando esta desviación en un serio problema para la instalación.

Es muy importante destacar este tipo de acciones, ya que en su mayoría son reparaciones menores, que se plantean en forma proactiva y que permiten actuar antes de que el problema se plantee como un daño o fallo mayor, con todos los beneficios que esto implica, tanto desde el punto de vista operativo y de seguridad, como desde el aspecto económico. ■

### Bibliografía

- API 510 – *Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. American Petroleum Institute. Junio 2006.
- API 570 – *Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems*. American Petroleum Institute. Noviembre 2009.
- API 580 – *Risk Based Inspection. Recommended Practice*. American Petroleum Institute. Noviembre 2009.
- API RP 571 – *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. American Petroleum Institute. Abril 2011.
- API 581 – *Risk Based Inspection. Base Resource Document*. American Petroleum Institute. Septiembre 2008.
- API RP 579 / ASME FFS1 (API 579 Segunda Edición) – *Fitness for Service*. American Petroleum Institute. Junio 2007.
- ASME VIII Div. 1 *Boiler & Pressure Vessel Code Section – The American Society of Mechanical Engineers*. Julio 2013.
- ASME B31.3 – *Process Piping*. The American Society of Mechanical Engineers. 2012.
- Otegui, J.L. y Ruberttis, E. (EUEM 2008). *Diseño de cañerías y recipientes de presión*.
- API STD 661 – *Air-cooled Heat Exchangers*. Febrero 2006.
- Metals Handbook Non destructive Inspection*.

# M MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ, Buenos Aires, Argentina  
 Tel +54 11 4132 4132 - Fax +54 11 4132 4101  
 info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com



## La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

En TUBHIER, la tecnología y el desarrollo continuo, son los pilares para elaborar nuestros productos, de acuerdo a los más exigentes estándares de calidad.

Nuestro objetivo es ofrecer las mejores soluciones, a las variadas necesidades del Cliente.



### **Caños de acero**

- Casing API 5CT.
- Line pipe API 5L
- Line pipe ASTM A 53
- Usos generales IRAM-IAS-U500-228

### **Tuberías ERFV**

- Line pipe API 15HR y accesorios.



# TUBHIER



5L-0233  
5CT-0303  
15HR-0021



ISO-9001  
ISO-14001  
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis  
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar  
www.tubhier.com.ar

Una descripción de la situación geológica y estructural de la Cuesta de Mal Paso, donde se halla el Gasoducto Nor Andino que data de finales de los '90; el sistema de control de su deformación; el túnel y los aspectos significativos de su construcción, a través de más de 1.000 km desde Salta hasta Chile.

# Aspectos geotécnicos del Gasoducto Nor Andino en la Cuesta de Mal Paso

Por **José Manuel Ponce** (TGN), **Juan Bustinza** (Tecnored Ingeniería S.R.L.) y **Rodolfo Reale** (Gasoducto Nor Andino S.A.)

*Trabajo seleccionado por el Comité Organizador del 2º Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.*

**E**l gasoducto Nor Andino fue construido entre los años 1998 y 1999. Comienza en la planta compresora Pichanal (provincia de Salta). En su recorrido en territorio argentino se dirige hacia el oeste, atravesando Las Yungas Salteñas, parte de las Sierras SubAndinas, la Cordillera Oriental para, finalmente, atravesar el altiplano Puneño hasta cruzar a Chile por el Paso Internacional de Jama.

Desde allí, se dirige por el desierto de Atacama hasta llegar a las ciudades costeras de Tocopilla, Mejillones y Coloso. Con 1.070 kilómetros de longitud en un diámetro mayoritario de 20 pulgadas (508 mm), el Gasoducto Nor Andino tiene una capacidad de transporte de 4 millones de m<sup>3</sup>/día, expandible a 8 millones de m<sup>3</sup>/día.

La mayoría de las amenazas naturales que sufre la línea se encuentran circunscriptas a las Sierras SubAndinas y la vertiente oriental de la Cordillera oriental. Los fenómenos más desarrollados corresponden a procesos de erosión fluvial de suelos, cruces de ríos (flujos de barro), y movimientos de remoción en masa, entre los que se destacan la reptación de los suelos y los deslizamientos de taludes.

Todo esto, motivado por una geomorfología quebrada de altas pendientes y fuertes precipitaciones estacionales, que rondan entre los 1.500 y 2.000 milímetros anuales. En la cuesta de Mal Paso, frente al poblado de San Andrés, la tubería fue colocada a lo largo de una ladera sobre un flanco anticlinal de un pliegue, cuya exposición a la erosión del Río San Andrés en su base, las condiciones geológicas y estructurales del talud y las características sísmicas de la región, constituyeron un riesgo geológico y geotécnico a la integridad de la tubería.

La evaluación de las mediciones de deformación de la pendiente a lo largo de varios años permitió brindar los argumentos necesarios para llevar a cabo la construcción de un túnel por el interior de la ladera, lo que posibilitó a la tubería sortear la zona de deformación superficial del talud.

Este trabajo describe la situación geológica y estructural de la Cuesta de Mal Paso, el sistema de control de su deformación, el diseño del túnel y los aspectos geológicos y geotécnicos más significativos de la construcción del mismo; por último, los criterios de definición del sistema de control para monitorear su comportamiento en el tiempo.

## Analizando las áreas

El gasoducto Nor Andino se localiza en el extremo norte de Argentina y norte de Chile (ver figura 1). Se inicia en la Planta compresora Pichanal (Salta), y en su lado argentino finaliza en el límite internacional de Paso de Jama en la provincia de Jujuy.

En territorio argentino, está formado por 4 tramos que abarcan un total de 377 km, atravesando las provincias geológicas de Sierras SubAndinas, Cordillera Oriental y Puna. Técnicamente, el gasoducto tiene 20 pulgadas de diámetro, 7,14 mm de espesor y su material responde según Norma API 5L X70 - 482 MPa.

La máxima presión de operación es 94,90 kg/cm<sup>2</sup>, y está recubierto externamente con polietileno extruido



Figura 1. Localización del gasoducto Nor Andino (recuadro superior), donde se esquematiza su traza a lo largo de Argentina y Chile.

tricapa conforme especificación canadiense CAN/CSA-Z245.21-M 92.

En el sector de la Cordillera Oriental, el gasoducto atraviesa una geografía de taludes con fuertes pendientes y lluvias estacionales significantes, lo cual crea un marco preferencial para una intensa actividad erosiva en los ríos de la zona y movimientos de remoción en masa de variada intensidad.

Como consecuencia de los procesos erosivos y movimientos gravitacionales asociados, el gasoducto se ve sometido a un aumento en su tensión y deformación, lo cual, en casos extremos, puede generar arrugas o, en el caso más grave, su rotura.

Debido a ello, surgió la necesidad de identificar, analizar y clasificar las áreas con potencial peligro. De esta forma, se establecieron niveles de riesgos para luego controlar y/o mitigar los efectos potencialmente dañinos para el gasoducto.

Una de los sectores de mayor problemática fue la Cuesta de Mal Paso, la cual ha sido objeto, a lo largo del tiempo, de numerosos estudios y monitoreo geotécnicos. Debido a ello, se decidió realizar un cambio de traza de la línea para prevenir la rotura de la misma. Este cambio consistió en la ejecución de un túnel de más de 740 m de longitud que cruza por detrás el deslizamiento activo de la ladera. Este trabajo describe la situación geotécnica particular de la cuesta de Mal Paso y los detalles del diseño y construcción del túnel.

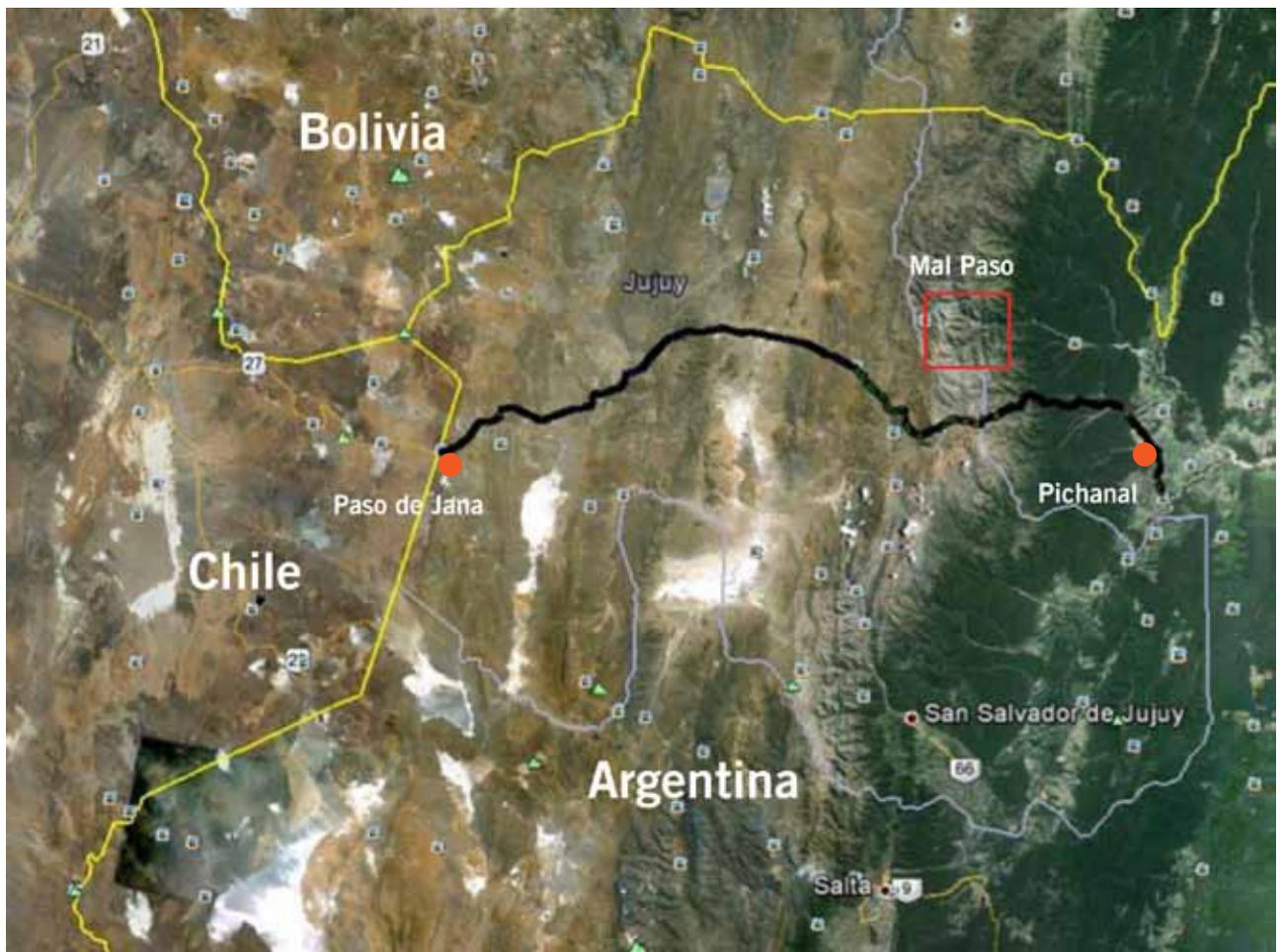


Figura 2. Vista satelital del gasoducto Nor Andino y la localización del sector de Mal Paso sobre la Cordillera Oriental. Obsérvese el pasaje transicional de las Sierras SubAndinas (verde intenso) hacia una geomorfología más quebrada (tonalidad blanquecina), para pasar finalmente a una zona más plana en la Puna (tonalidad amarronada).

## Marco geológico y geotécnico

El sector de Mal Paso (2.000 m.s.n.m) se encuentra localizado en las estribaciones más orientales de la Cordillera Oriental (figura 2). Este sistema se caracteriza en la región por presentar cordones montañosos escarpados, orientados con rumbo norte a nornordeste. El relieve es particularmente fuerte, de pendientes moderadas a altas, con considerable amplitud de elevaciones; las partes más bajas alcanzan cotas de hasta 1.000 m s.n.m., en tanto las cumbres se elevan en algunos casos a más de 6.000 m.s.n.m (cerro Chañi 6.200 m).

## Características geológicas y estructurales de Mal Paso

Denominado localmente como macizo de Mal Paso, este sector montañoso, por donde originalmente transitaba la traza del gasoducto, tiene una forma similar a un “espolón” o “nariz” rocosa, con inclinación promedio de 45° al oeste.

La “nariz” se extiende hasta la margen derecha del cauce del río San Andrés; de esa manera, interrumpe la continuidad del nivel de terraza aluvional del río sobre la que se instaló el gasoducto (ver figura 3).

El espolón y su entorno están compuestos por dos unidades de roca que tienen edades y características estructurales diferentes. La unidad más antigua (precámbrica inferior) consiste en filitas moradas intercaladas con grauvacas (areniscas limosas) grises y verdosas, que fueron depositadas en un ambiente marino profundo con edades entre 600 y 530 Ma (millones de años) de antigüedad [1] y [5]. Estas rocas fueron fuertemente plegadas y falladas, formando un relieve montañoso que posteriormente fue arrasado por la erosión e invadido nuevamente por el mar, en el que se depositó en discordancia la unidad más joven de edad cámbrica superior a ordovícica inferior (entre 500 y 490 Ma de antigüedad aproximada), y que consiste fundamentalmente en cuarcitas de color gris y gris blanquecino, depositadas en un ambiente marino de poca profundidad (playa).

Ambas unidades, y las depositadas con posterioridad, fueron de nuevo plegadas, falladas, elevadas y erosionadas dando lugar a la estructura y al relieve que se observa actualmente en la región; procesos que se desarrollaron en los últimos 15 Ma. Estructuralmente, el talud de Mal Paso es parte del flanco occidental de un pliegue anticlinal de grandes dimensiones, de rumbo aproximado norte-sur, que está afectado por fallas longitudinales y transversales. La parte inestable del talud está compuesta fundamental-

# Invirtiendo en el mercado de combustibles y lubricantes



Somos **AXION energy**, un nuevo actor en el mercado de combustibles y lubricantes.

Una compañía del grupo Bidas, que tomó a su cargo los activos de Esso en el país y participa en el mercado de refinación de petróleo y comercialización de combustibles y lubricantes.

**AXION energy** integra la amplia experiencia de Esso, con más de 100 años de trayectoria en la refinación y comercialización de combustibles y lubricantes, con la excelencia operativa y el desarrollo tecnológico alcanzado por Bidas en sus 54 años de historia en el país, agregando valor y tecnología a sus productos en beneficio de sus clientes, socios comerciales, empleados y la comunidad.

Nos impulsa la superación.

mente por estratos de cuarcita de color gris blanquecino, medianamente fallados y diaclasados, que inclinan hacia el oeste con ángulos variables entre 30° y 80°, formando pliegues de pequeñas dimensiones. Localmente, y en forma muy reducida, intercalan entre los estratos de cuarcita películas discontinuas de arcillas de color verde.

Debido a que las cuarcitas son muy resistentes a la erosión, ejercen un fuerte control sobre la morfología del talud, cuya pendiente es similar a la inclinación (buzamiento) promedio de los estratos (aprox. 45°).

## Análisis geotécnico, medición de deformaciones y naturaleza de los movimientos

Durante la construcción del ducto, en 1999, el macizo presentó los primeros indicios de inestabilidad con la generación de desmoronamientos superficiales de los bloques rocosos provenientes de la parte alta del talud, como producto inicial de las voladuras realizadas para el tendido de la línea. Sucesivos análisis en el tiempo determinaron el carácter inestable del sector [2]. A raíz de ello, a partir de 2002 se inició un plan de monitoreo geotécnico que involucró la implementación de:

- Monolitos geodésicos para medir desplazamientos superficiales del terreno.

- Inclínómetros instalados verticalmente para establecer superficies profundas de deslizamiento y medir velocidades de movimientos de deformación.
- Extensómetros eléctricos multipuntos para establecer diferentes superficies de deformación.
- Strain-gauges para medir directamente la tensión acumulada en la cañería.
- Relevamientos de campo por diferentes especialistas.
- Vuelos aéreos en helicóptero.

Los distintos estudios, junto con el complemento del instrumental geotécnico, permitieron elaborar dos escenarios posibles para la inestabilidad de Mal Paso, que consistieron en:

1. Desprendimientos superficiales: Se dan a través del desprendimiento de los bloques de cuarcita del frente del macizo. El mayor factor condicionante corresponde al componente estructural de la roca fuertemente diaclasa en 3 direcciones con estratificación paralela a la pendiente del talud. Todo esto motivado por las precipitaciones estacionales que lubrican las fracturas, y por la acción antrópica cuando el gasoducto atravesó el sector y generó una zona de desestabilización.
2. Movimientos profundos: Las mediciones geodésicas realizadas en superficie [3] (tabla 1 y figura 4) motivaron la colocación de dos inclinómetros que permitieron conocer las unidades en profundidad y detectar posibles



Figura 3. Macizo de Mal Paso. Característica del sector donde los bloques de roca interrumpen el nivel de terrazas del Río San Andrés. La línea amarilla representa la antigua traza por donde transitaba el gasoducto, ahora reemplazada por el túnel. La roca predominante que se observa en colores claros corresponde a cuarcitas blanquecinas compactas. La línea de trazos roja indica aproximadamente la zona con potencial deslizamiento.

# Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

*Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.*

## Risk Management SAFE WELL Program

### RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorías de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

### BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

### TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



Ing. Luis A. Huergo 2914  
PIN - Oeste  
Q8302SJR - Neuquén - Argentina  
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885  
Fax: (+54) 0299 - 4413832  
[www.lockwood.com.ar](http://www.lockwood.com.ar)  
[informes@lockwood.com.ar](mailto:informes@lockwood.com.ar)



# LOCKWOOD

*La satisfacción del saber hacer*

**COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS**

Vértice	Desde la campaña inmediata anterior (2012)		Desde 1ª medición (2003)		
	Perpendicular (m)	Longitudinal (m)	Perpendicular Acumulado (m)	Acumulado Vertical (m)	Longitudinal Acumulado (m)
M004	1.237	-0.114	3.541	-0.327	-1.858
M040	1.224	-0.094	4.122	-0.268	-1.694
M041	1.075	-0.304	3.206	-0.831	-2.045

Tabla 1. Valores de desplazamientos por mediciones geodésicas arrojados mediante una proyección plana perpendicular y longitudinal a la cañería con relación al inicio de las mediciones (2003), y a la inmediatamente anterior a la última medición de septiembre de 2013.

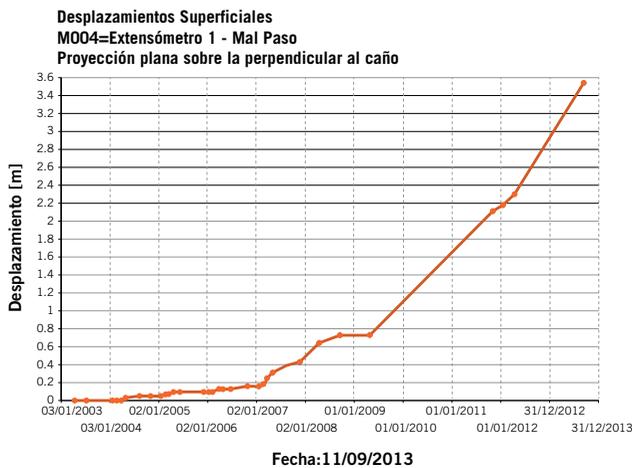


Figura 4. Movimiento del talud donde se observa la aceleración de los movimientos hacia el río San Andrés conforme pasa el tiempo hasta la actualidad.

movimientos. El resultado fue positivo, identificándose una aparente superficie de debilidad ubicada en el contacto entre las cuarcitas de base del grupo Mesón (Cámbrico) y la secuencia metasedimentaria de la formación Puncoviscana (precámbrica). Este contacto fue identificado aproximadamente entre los 30 y 32 metros de profundidad con rumbo y buzamiento similar a la cara del talud.

En cuanto a los movimientos profundos, el material litológico obtenido de las perforaciones y los resultados de los inclinómetros, complementariamente con las observaciones de campo, permitió elaborar un escenario aproximado sobre la dinámica de los procesos actuantes (ver figura 5).

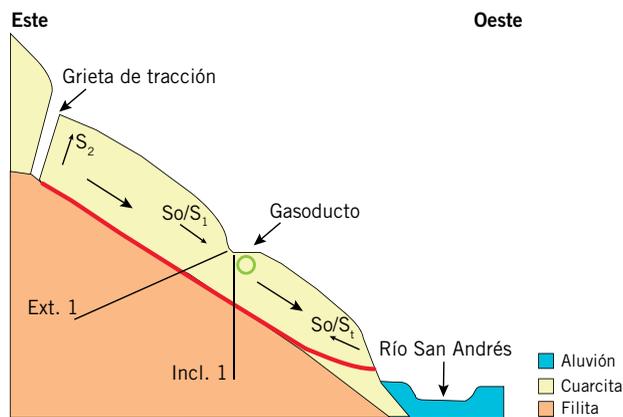


Figura 5. Esquema teórico de la zona afectada a partir de las perforaciones inclinométricas y observaciones visuales de la corona y pie del talud. La línea roja indica la probable superficie de despegue del deslizamiento profundo.

## Impacto a la cañería y medidas correctivas

Los efectos más importantes sobre la cañería que produjeron estos procesos de remoción en masa pueden resumirse en:

1. Aumento en la deformación o eventual rotura de la cañería por deslizamiento de la parte profunda del talud.
2. Disminución de ancho de pista por desmoronamiento y deslizamiento del material de relleno, pudiendo quedar la cañería expuesta y/o colgada, con eventual rotura.
3. Desprendimientos de bloques de la parte superior del talud que impactan en la pista con implicancias a los recursos humanos que habitualmente inspeccionan la zona y/o transeúntes ocasionales de los poblados aledaños.

Estos eventos aceleran su acción durante la temporada de lluvias, propiciados por el movimiento del agua lubricando las fracturas y aumentando la infiltración, con el consecuente incremento de la presión entre las diaclasas.

Las medidas mitigatorias y correctivas tomadas a lo largo del tiempo fueron, en una primera etapa:

1. Disminución de esfuerzos acumulados de la cañería a través de procesos de liberación de tensiones, donde básicamente se delimitaba un sector de la cañería y se la excavaba de tal forma que, cuando quede sin restricción del suelo, puede acomodarse por ella misma a una situación de mayor equilibrio.
2. Complementariamente a la cañería del tramo excavado, se le colocaban *strain-gauges* para medir su deformación y se instalaban puntos de medición de movimientos relativos del caño respecto al talud a través de cámaras de medición.

En una segunda etapa, y como medida correctiva permanente, se decidió cambiar la traza de forma definitiva por medio de la ejecución de un túnel.

## Túnel Mal Paso

Las evaluaciones realizadas demostraron que las magnitudes y velocidades de movimiento del talud se incrementaban de forma significativa conforme avanzaba el tiempo. Esto obligó a tomar la decisión de replantear una nueva "ruta" para el pasaje de la línea. Se tomaron en cuenta las siguientes alternativas:

- a) Apertura de una nueva zanja por la parte superior del talud.
- b) Cruce dirigido por el interior del macizo.
- c) Ejecución de una labor subterránea, Túnel.

La primera alternativa no ofrecía todas las medidas de seguridad para su ejecución, además de una posibilidad concreta de caer en un problema similar a la traza original; la segunda propuesta alertaba de posibles complicaciones con la perforadora debido a factibles atascamientos y rotura de la herramienta perforadora por la calidad de roca fracturada que ofrecía el terreno. Finalmente, se optó por la última opción, debido a las ventajas técnicas, operativas y económicas que ofrecía la misma.



**Nuestros expertos en seguridad hablan de seguridad. Nuestros operadores hablan de control. Pero cuando se trata de mantener al personal y a la planta segura, todos debemos hablar el mismo idioma.**

# TU PUEDES HACERLO



**DELTA V SIS**

**Elimine la incertidumbre y reduzca el riesgo con DeltaV SIS.**

El Sistema Instrumentado de Seguridad de Emerson provee una serie de herramientas intuitivas de ingeniería y software que le permite a su grupo de trabajo manejar la configuración, las alarmas y el monitoreo de la salud de los dispositivos de campo manteniendo los sistemas separados, tal como lo requieren los estándares IEC 61511 y 61508. DeltaV SIS reduce los costos de capacitación y mantenimiento eliminando el mapeo complejo de datos y de múltiples bases de datos a la vez que le asegura que esté cumpliendo con los requerimientos de seguridad. Conozca más acerca de los procesos seguros y las mejores prácticas descargando el Safety Lifecycle Workbook en: [www.DeltaVSIS.com/workbook](http://www.DeltaVSIS.com/workbook)



The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2012 Emerson Electric Co.



**EMERSON.**  
Process Management

**EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.**

## Diseño y ejecución

En el diseño del túnel [4] se consideraron mayormente los aspectos geométricos y geológicos que posibilitaran la viabilidad y correcta colocación de la cañería en el interior del macizo, como así también su estadía permanente y segura en el interior del mismo. Además, se tuvo en cuenta que la forma de la traza y la pendiente del túnel brindaran una razonable facilidad al acceso a las instalaciones de forma rápida y segura durante los futuros planes de mantenimiento que tendrían las mismas, o ante una eventual contingencia.

Tomando en cuenta estas consideraciones, el túnel fue proyectado con las siguientes características y elementos, según puede verse en la tabla 2.

En relación al diseño de los portales norte y sur, fueron consideradas particularmente dos variables, entre ellas la accesibilidad para el comienzo de las voladuras y el posterior ensamblaje de la cañería una vez terminado el túnel. Es así que en el portal norte el sitio elegido para la emboadura fue sobre un paredón subvertical de cuarcita con escaso material de derrubio, lo cual facilitaba rápidamente la entrada al macizo. En el sur se optó por un sector que permitiera un ensamblaje propicio de la cañería. El lugar elegido fue unos afloramientos de filita cubiertos con una moderada capa de material coluvial; se detectó además una falla subvertical en la superficie rocosa filítica, perpendicular a la antigua traza del gasoducto.

Para iniciar la ejecución del túnel fue necesario un análisis geotécnico previo en el frente de ambos portales. De allí que se analizaron los conjuntos de diaclasas, su distribución, ángulos entre las mismas, relleno y persistencia, junto con el grado de meteorización que presentaban ambas rocas. Se decidió la construcción de dos estructuras a modo de falsos túneles para proteger al personal y los bienes ante la posibilidad de caídas de rocas o desmoronamientos desde la parte alta de los taludes, ya sea por las intensas lluvias que habitualmente afectan el sector como

### Diseño del túnel

Características técnicas	Dimensiones
Boca de entrada y salida (portales norte y sur)	15 m aprox. c/uno
Traza del túnel (curvilínea)	1.000 metros de radio de curvatura
Longitud total	744 m
Pendiente/Desnivel	6,72% / 50 m

### Forma y tamaño de la sección transversal

Forma de la sección	U invertida
Arco radial	r: 1,25 m (bóveda)
Longitud vertical de hastiales	h: 1,25 m
Altura máxima	H: 2,50 m
Ancho máximo	A: 2,50 m
Área de la sección	S: 5,58 m <sup>2</sup>
Volumen estimado de excavación	4.150 m <sup>3</sup>

### Método de excavación

#### Perforación y voladura convencional (manual)

#### Elementos de sostenimiento y refuerzo

Pernos de anclaje cementados	Tipo helicoidal Ø22 mm, long. 1,5-2,1 m
Cimbras metálicas	Tipo ligeras, perfil IPN 140 mm 14,4 kg/m
Shotcrete (hormigón lanzado)	90% recubierto, 21-25 MP, espesor: 2,5 a 14 cm
Mallas electrosoldadas	
Hormigón armado	
Micropilotes	
Arcos y placas de acero corrugado	

Tabla 2. Elementos de diseño del Túnel Mal Paso.

por los efectos de las primeras voladuras para comenzar el ingreso al macizo.

El proyecto incluyó una importante sección referida a la metodología de excavación, requiriendo un registro geomecánico permanente del frente de voladura. Este registro permitió definir la estabilidad del frente, tiempo que podía permanecer abierto sin sostenimiento, qué tipo de soporte

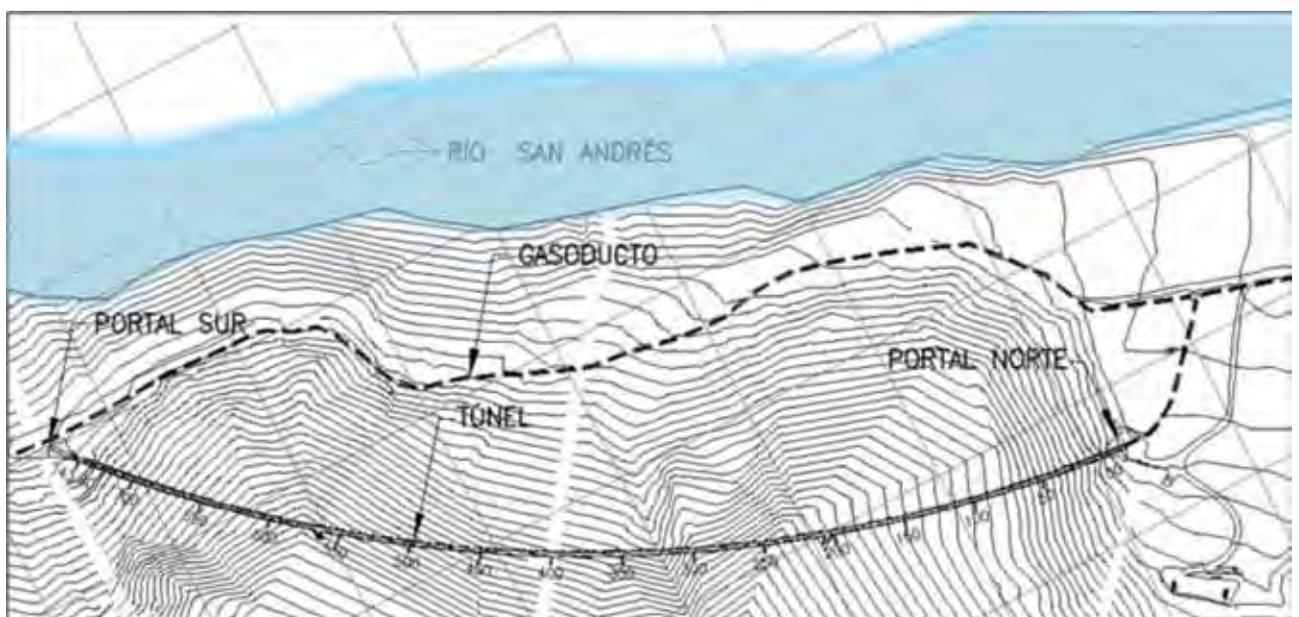


Figura 6. Localización de la traza curvilínea del proyecto, donde se observa la ubicación de los portales norte y sur. En línea punteada, la antigua traza del gasoducto.



# CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



PRODUCTOS PARA PERFORACIÓN | SERVICIOS PARA COMPLETACION Y WORKOVER | SERVICIOS PARA PRODUCCIÓN | SOLUCIONES TÉCNICAS Y SUBMARINAS

## Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.



Explore Superior soluciones en: [www.superiorenergy.com](http://www.superiorenergy.com)

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina  
Tel.: (+54-11) 5530-1150

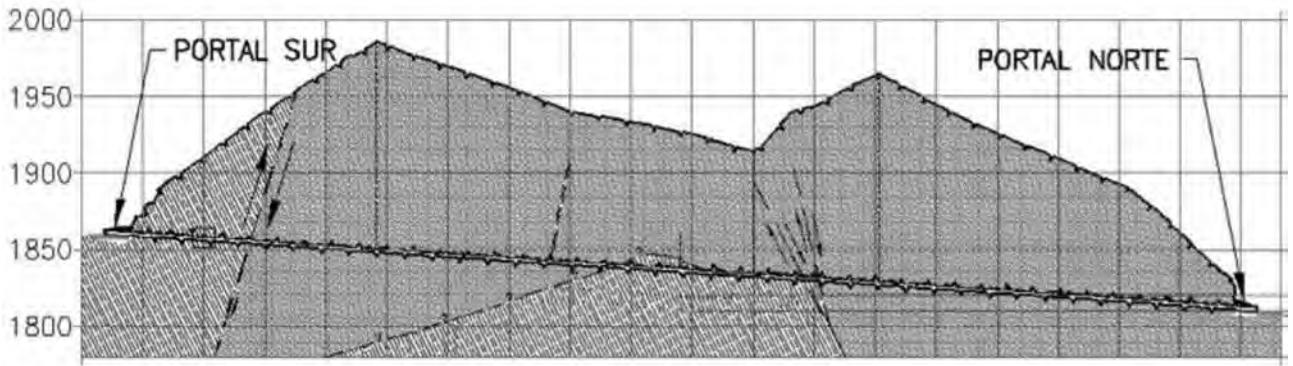


Figura 7. Sección longitudinal donde se observa la pendiente promedio de 6,7%.

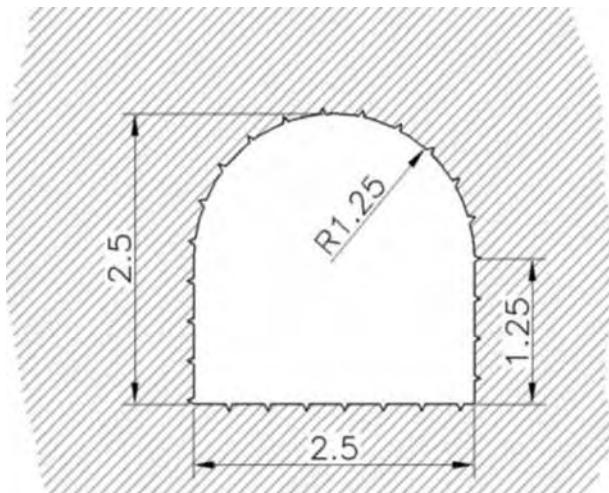


Figura 8. Sección transversal del túnel mostrando su geometría.

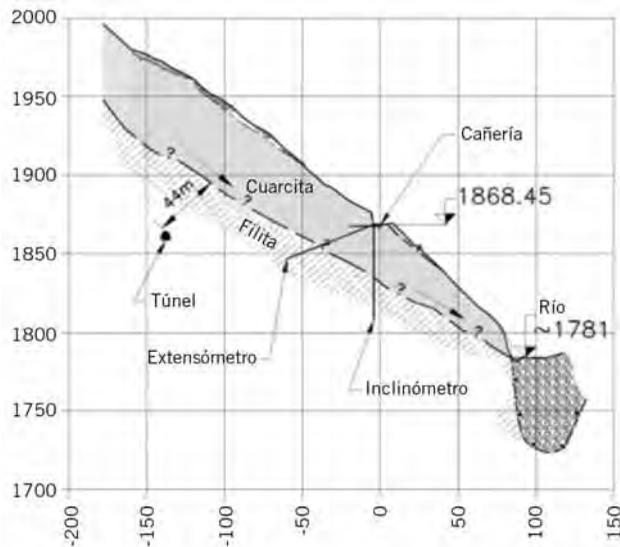


Figura 9. Localización del túnel por debajo del plano de deslizamiento inferido. También se ubican las dos perforaciones donde se ubicaron los inclinómetros y extensómetros.

debería aplicarse y qué plan de voladura se establecería según la calidad de roca que se presentaba.

Las figuras 6 y 7 muestran el diseño de la traza general del túnel con respecto al tendido original del gasoducto, y la sección longitudinal donde se observa la pendiente promedio de proyecto.

Las figuras 8 y 9 muestran una sección transversal del túnel, y la posición de este último por debajo del plano de deslizamiento potencial.

### Aspectos constructivos

Dada la pequeña sección transversal (2,5 x 2,5 m), el túnel fue excavado mediante perforación manual y voladura convencional. Debido a que el tiempo de ejecución era un factor importante en el cronograma del contratista,



Figura 10. Armado del falso túnel del portal norte.



Figura 11. Operarios realizando los primeros taladros de arranque sobre la malla de perforación confeccionada sobre el frente de voladura.



Figura 12. Frente de voladura realizado, donde se observa el material triturado en el piso.



Figura 13. Operario colocando shotcrete en zonas inestables.

se decidió excavar el túnel desde ambos extremos mediante dos frentes de ataque. De esta forma, se tardó 7,5 meses para unir ambos frentes. La secuencia de avance en los trabajos fue:

- a) Construcción de los falsos túneles (figura 10) [6].
- b) Perforación manual, voladura convencional, saneo, extracción del material y sostenimiento del túnel (figuras 11,12 y 13).

## Instalación de tubería y cambio de traza

Una vez finalizado el túnel, el siguiente paso fue colocar el nuevo tramo de gasoducto en el interior de la excavación. Para ello, se analizaron diferentes escenarios donde se tuvo en cuenta: la pendiente del túnel, los espacios disponibles para el montaje de la cañería, los aspectos tensionales de la misma durante la colocación, la integridad del revestimiento y de las uniones soldadas, entre otros. El

# NUEVAS CAPACITACIONES

**MEDICIONES EN PLANTAS DE PROCESO**  
Buenos Aires, 25 al 27 de agosto

**FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS**  
Buenos Aires, 28 al 29 de agosto

**INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES**  
Buenos Aires, 16 al 17 de septiembre

**INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS**  
Buenos Aires, 18 al 19 de septiembre

**VÁLVULAS DE CONTROL**  
Buenos Aires, 2 al 3 de octubre

**AUDITORÍA Y CONTROL INTERNO EN EMPRESAS DE O & G**  
Buenos Aires, 17 de octubre

**TALLER PRÁCTICO: DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO**  
Buenos Aires, 3 al 7 de noviembre

**SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS DE NIVEL**  
Buenos Aires, 26 al 27 de noviembre

**INTEGRIDAD DE DUCTOS: EVALUACIÓN DE DEFECTOS**  
Buenos Aires, 2 al 5 de diciembre



**INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

**Vacantes limitadas.**  
**Para más información consultar**  
[cursos@iapg.org.ar](mailto: cursos@iapg.org.ar)  
[www.iapg.org.ar/cursos](http://www.iapg.org.ar/cursos)

resultado del análisis permitió concluir que la condición más propicia para la colocación de la cañería debía ser desde el portal norte hacia el portal sur. De esta manera, se montó un operativo con el objetivo de llevar a cabo tal procedimiento.

Antes del procedimiento, se debía acondicionar el túnel con lo que serían los elementos de traslado, sujeción y apoyo permanente de la cañería. De esta forma, se montaron soportes con rodillos de acero con base hormigonada cada 10 m en toda la longitud del túnel (ver figura 14). La soportería fue colocada hacia el lateral occidental del túnel con el fin de tener un espacio adicional en el mismo ante un eventual movimiento natural hacia el río por parte del talud, por ejemplo la ocurrencia de un sismo.

El procedimiento de ensamblaje y colocación de la tubería básicamente consistió en el armado de cuatro columnas de más de 200 m de longitud que fueron, una a una, introducidas desde el portal norte hacia el sur, traccionadas desde este último por un equipo propicio para la tarea (figuras 15 y 16). Durante la tracción, la cañería fue desplazada a través de los rodillos que, a su vez, le sirvieron de apoyo; toda la columna completa fue colocada por flexión natural adoptando la forma curvilínea de la excavación (figura 17). Cabe destacar que el radio de curvatura del túnel fue calculado sobre la base de los límites naturales de la



Figura 14. Soporte completo con base de hormigón (BH) y rodillo de acero amurado (RA).

flexión de la cañería con el objeto de evitar tensiones residuales que puedan perjudicar a la misma.

Una vez colocada la columna, se procedió a la conexión de la misma a la línea. Para ello, se acondicionaron los sectores adyacentes a los portales (figuras 18 y 19). El objetivo



Figura 15. Preparación de las columnas de tuberías para su posterior colocación.



Figura 16. Inicio de la colocación del encolumnado por el portal norte.

**PROTEGER**  
**EL PLANETA**  
ES RESPONSABILIDAD  
**DE TODOS.**

## **ESTAMOS DE ACUERDO.**

El lugar donde trabajamos es también el lugar donde vivimos. Por eso, estamos comprometidos a preservar el ambiente donde sea que operemos. Trabajamos continuamente para conservar los recursos naturales y limitar nuestro impacto sobre el medio ambiente. Protegerlo es nuestra prioridad, siempre. Porque cuidar de nuestro hogar simplemente tiene sentido.

**Conózanos en [chevron.com](http://chevron.com)**



**Energía Humana®**



Figura 17. Tubería ya colocada en su posición final en interior del túnel, vista desde el portal sur. Obsérvese la curvatura final de la misma por flexión natural en el fondo de la fotografía.

principal fue que la tubería, tanto en el portal norte como sur, debía salir enterrada desde el interior del túnel (figura 20). Una vez logrado ello, se realizaron los últimos controles y se taparon las excavaciones de conexión, con lo cual finalizó el proyecto (figura 21).

## Control y monitoreo

Se ha desarrollado un programa de control y monitoreo que incluye, no solo la integridad estructural del túnel, sino también las instalaciones asociadas (soportes y cañería en servicio).

En el caso particular del túnel, si bien la ausencia general de grietas en el shotcrete evidencia una manifiesta estabilidad, es importante conocer cualquier tendencia o cambio en la deformación de la excavación. Algunos factores asociados a ello guardan relación con cambios en la presión hidrostática en las adyacencias de la misma, por infiltración de aguas estacionales, por reajuste tensional del macizo a las nuevas condiciones de equilibrio, o incluso por la ocasional pérdida de capacidad de soporte que puedan sufrir algunos de los elementos de sostenimiento.



Figura 19. Ensamblado de la cañería a la línea en el portal sur.



Figura 18. Ensamblado de la cañería a la línea en el portal norte.

Para controlar las manifestaciones que puedan causar estos factores, se ha dispuesto básicamente de dos tipos de controles:

1. Inspecciones mensuales de carácter visual: Relevamiento del estado del shotcrete (fisuras, crecimiento de las mismas, descascaramientos, infiltraciones) y estado de los elementos de sostenimiento (cimbras, pernos de anclaje).
2. Medición microgeodésica: Se colocaron 7 puntos espaciados equidimensionalmente cada 100 m. El objetivo de ello es registrar en el tiempo los desplazamientos de más de 3 cm que pudieran experimentar dichos puntos. Este tipo de mediciones es de carácter anual bajo condiciones normales. En caso de aceleración de movimientos se preverá otro tipo de programación.
3. Con respecto a las instalaciones de gas, se realiza conjuntamente con la inspección del túnel, se detectan pérdidas, estado de los soportes, estado del revestimiento del ducto y control de alimañas.

## Consideraciones finales

- Desde la construcción del Gasoducto Nor Andino, la Cuesta de Mal Paso ha sido uno de los puntos de mayor riesgo geotécnico para el tendido de la línea.



Figura 20. Tapada final y enterramiento de la cañería a la salida del portal sur.



Figura 21. Disposición final de la cañería y finalización del proyecto con el terminado de la fachada del portal sur con sus puertas de seguridad.

- Las investigaciones y análisis geológicos-geoestructurales, complementariamente con los resultados brindados por el instrumental de medición, demostraron a lo largo de una década que el macizo manifestaba una significativa inestabilidad con un riesgo de alto potencial de rotura para la cañería.
- Simultáneamente, diferentes tipos de obras de mitigación y control fueron realizadas; sin embargo, la necesidad de un cambio de traza como una medida de remediación definitiva fue necesaria.
- Entre las alternativas analizadas se determinó que la solución más propicia era la construcción de un túnel.
- Un ambicioso proyecto fue puesto en marcha, conocido como Túnel Mal Paso.
- El mismo fue realizado según lo proyectado y programado con cero accidentes a las personas y bienes.

- En la actualidad, el túnel está prestando pleno servicio con un plan de control y monitoreo programado.

### Agradecimientos

Los autores agradecen a Nor Andino S.A. por la confianza depositada en la elaboración de este trabajo.

### Referencias

- [1] Bustinza, Juan (2005). "Cuesta de Mal Paso - Análisis geológico y geotécnico - Auscultación de deformaciones - Condiciones de estabilidad" (Informe Técnico). Red Ingeniería S.R.L.
- [2] Carnicero, Martín y Hryciuk, Pedro (2009). Gasoducto Nor Andino. Evaluación de Integridad del Gasoducto en el Macizo de Mal Paso (Informe Técnico n° O1T-501-IXIF-08E2101, 39 p). Buenos Aires. TGN.
- [3] Canosa, Darío (2013). Medición geodésica-Red de puntos de control del Gasoducto Nor Andino, progresiva 87-112 (Informe Técnico, 76 p). Buenos Aires.
- [4] Bustinza, Juan (2010). "Cuesta de Mal Paso - Descripción del Proyecto Básico (Informe Técnico) Red Ingeniería S.R.L.
- [5] Ponce, José Manuel y López, Daniel (2012). Identificación, control y mitigación de movimientos de remoción en masa sobre el tramo 501 de la línea de gasoducto Pichanal-Paso de Jama en el noroeste argentino. Primer Encuentro de Geología y Geotecnia para Ductos, Lima, Perú.
- [6] Bustinza, Juan (2013). Cuesta de Mal Paso - Túnel - Informe final de construcción. TecnoRed Ingeniería S.R.L. Rocca, Ricardo., Zeballos, Marcelo., Terzariol, Roberto. (2011). Mal Paso - Túnel - Determinación de tensiones y deformaciones en la excavación, Red Ingeniería S.R.L. (No mencionado en el texto).

**correntoso**  
Lake & River Hotel

Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

**UNA TRADICIÓN PATAGÓNICA**

**SEPTIEMBRE a NOVIEMBRE de 2014**

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | grupos@correntoso.com | www.correntoso.com



La presente Práctica Recomendada, aprobada por la Comisión Directiva del IAPG en octubre de 2010, forma parte de una serie de recomendaciones técnicas realizadas por los más prestigiosos expertos de este Instituto, con miras a colaborar hacia una mejor actividad en la industria.

*Práctica recomendada*

# Integridad:

## aseguramiento y control de barreras de aislamiento en pozos inyectoros



El IAPG no asume, con la emisión de estas PR, la responsabilidad propia de las Compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Asimismo, el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.

Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de las PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente adopten esta PR o la utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad. La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva, celebrada en el IAPG, el 28 de octubre de 2010.

## Propósito

El IAPG Seccional sur, a través de su Comisión Técnica, ha elaborado la presente Práctica Recomendada, aplicable a pozos inyectores de recuperación secundaria, en zonas donde haya presencia de acuíferos de interés, aptos para el consumo humano y/o agropecuario, y/o para riego, para verificar y monitorear la efectividad de las tres barreras que normalmente existen en cada pozo inyector, según se describe a continuación (figura 1), y que evitan el contacto del fluido de inyección (agua de formación tratada), con los acuíferos de agua dulce.

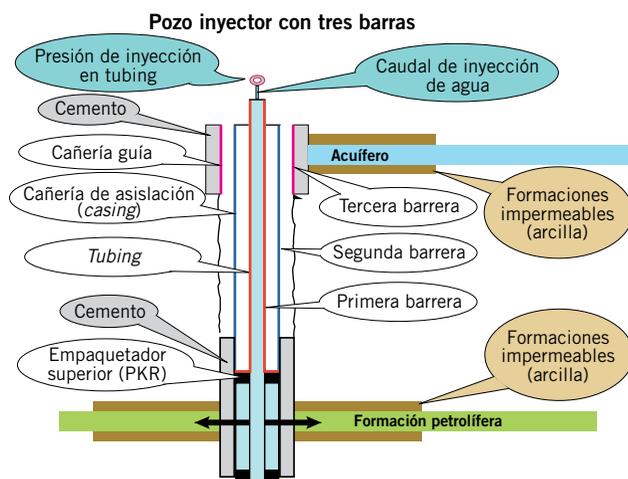


Figura 1. Diagrama de pozo inyector.

## Notas especiales

“Por tratarse de PR, las acciones, modalidades operativas y técnicas en ellas incluidas, carecen de contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.

No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que solo integran un conjunto de consejos para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.

La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y/o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.

### Barreras de protección en pozos inyectores:

- 1ª barrera: *tubing* y empaquetador superior (primer PKR)
- 2ª barrera: cañería de aislación (*casing*).
- 3ª barrera: cañería guía aislando el acuífero.

El objetivo principal de esta práctica es disponer de una metodología de trabajo que permita, en todo momento de la vida del pozo inyector, asegurar que al menos una de las barreras está protegiendo el acuífero de agua dulce.

También se definen los lineamientos básicos tendientes a:

- Aplicar una metodología adecuada de monitoreo y diagnóstico.
- Asegurar la detección temprana de pérdidas.
- Proponer un plan de acción para el control de dichas pérdidas.



La metodología que aquí se presenta no se aplica a pozos que no atraviesan formaciones acuíferas de interés, aptas para el consumo humano y/o agropecuario y/o para riego.

- Programa de Intervención con *wireline* (trazador/*flowlog*), específico para verificar la causa de las anomalías detectadas en algún pozo.
- Programa de intervención para la reparación o reemplazo de la 1ª Barrera.

## Conceptos generales

### Detección pérdida de la 1ª Barrera

Las fallas en el *tubing* y/o en los componentes de la instalación selectiva (empaquetadores, mandriles y válvulas), se manifiesta invariablemente como una anomalía en la presión y/o el caudal de inyección en boca de pozo inyector.

Por lo tanto, midiendo regularmente dichas variables es posible detectar, en forma inmediata, una posible pérdida en la primera barrera.

Ante esta situación, existen herramientas, como los trazadores, que permiten verificar la causa de la anomalía registrada en las variables.

## Desarrollo

Se deberá contar con:

- Un programa de verificación y certificación periódicas de la integridad de la 1ª Barrera (trazador semestral).
- Medición diaria de caudales y presiones de inyección en cada pozo inyector.
- Seguimiento regular y sistemático de dichas variables para detectar anomalías.

### Aseguramiento de la 1ª Barrera: *tubing* y empaquetador superior

#### Monitoreo y verificación de integridad

Todos los pozos en inyección deben contar con un registro (trazador) que certifique la integridad de la primera barrera.

La verificación y certificación periódica mediante trazador/*flowlog*, deberá ser realizada por una empresa de servicios con personal calificado, que acredite un adecuado entrenamiento y experiencia para la correcta interpretación de la información relevada, y la entrega de un informe oficial que certifique el resultado de la prueba.

La presión y caudal de inyección en cada pozo inyector activo serán registrados diariamente mediante la lectura del manómetro y caudalímetro existentes en boca de pozo o en los *manifolds* de inyección, o a través de los sensores de presión y caudal *on line* en los casos que se disponga.

Si la variación anómala de la presión y/o el caudal de un pozo en particular no está relacionada con cambios en el sistema de inyección de superficie (paro de bombas, habilitación de nuevos inyectores, intervenciones en inyectores cercanos, etcétera), se podrá inferir una posible falla



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

## PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



*Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.*

- Equipos de bombeo electrosurgible con capacidad desde 15 m<sup>3</sup>/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m<sup>3</sup>/día y presiones de hasta 450 kg/cm<sup>2</sup>.
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



### PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial  
Comodoro Rivadavia

### CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com  
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work



en la barrera primaria o variación en la instalación selectiva, la cual deberá ser verificada mediante la realización de un nuevo trazador.

Los resultados de las verificaciones y certificaciones deberán ser documentadas y archivadas convenientemente.

#### Programa de intervención

De acuerdo al resultado del trazador, al constatarse una falla en el *tubing* o *packer* superior, se incluirá el pozo en un Programa de intervención que restituya la integridad de la 1ª Barrera.

La continuidad del pozo en inyección o no, hasta tanto se restituya la integridad de la 1ª Barrera, se definirá en base al estado de la 2ª y de la 3ª Barrera, debiéndose asegurar la integridad de al menos una de ellas, de acuerdo al detalle que se presenta más abajo.

Finalizada la intervención para restituir la integridad de la 1ª Barrera, se realizará un nuevo trazador con *wireline/flowlog*, para certificar nuevamente la hermeticidad de la misma.

Los resultados de los controles y reparaciones asociadas deberán ser registrados y archivados convenientemente.

### Evaluación de la 2ª Barrera: cañería de aislación (*casing*)

#### Monitoreo y diagnóstico

Ante la presunción de una falla en la integridad de la 1ª Barrera, en alguno de los pozos inyectoros se procederá de la siguiente manera:

- Se verificará la presión de entre columna *tubing-casing* de dicho pozo diariamente, mediante la lectura del manómetro o sensor de presión *on line* en los casos que se disponga
- Si la presión es igual a 0 Kg/cm<sup>2</sup> se deberá determinar el nivel de fluido en la entre columna mediante el llenado de la misma. Si en la verificación siguiente es necesario completar el volumen de entre columna nue-

vamente, esto indicará que la misma no se encuentra íntegra, por lo que el pozo podrá continuar en inyección o no, en función del estado de la 1ª y 3ª Barrera.

- Si la presión es mayor que 0 Kg/cm<sup>2</sup> (1ª Barrera no íntegra) y la 2ª Barrera retiene dicha presión (barrera íntegra), y/o la 3ª Barrera cubre el acuífero, el pozo puede permanecer en inyección hasta que sea intervenido con *Pulling/WO* para reparar o restituir la primera barrera.
- Si es mayor que 0 Kg/cm<sup>2</sup> (1ª Barrera no íntegra), y la 2ª Barrera no retiene dicha presión (no se encuentra íntegra), y la 3ª Barrera no cubre los acuíferos de interés, esto indicará que la misma no es efectiva y se deberá interrumpir la inyección en el pozo en forma inmediata, hasta tanto se intervenga el mismo para restituir la integridad de la 1ª Barrera.

#### Programa de intervención

Se elaborará un plan de mediano y largo plazo para restituir la integridad de la 2ª Barrera, en función de la viabilidad técnica y económica de dicha reparación. Asimismo, se evaluará la posibilidad de perforar un pozo inyector de reemplazo, cuando el análisis técnico y económico así lo recomienden.

### Evaluación de la 3ª Barrera

#### Monitoreo y verificación

Se deberá tener la información de la profundidad de las cañerías guías de todos los pozos inyectoros, como así también de la profundidad de los topes y bases de los acuíferos dulces a proteger.

#### Nuevos pozos inyectoros

Se deberá asegurar que los nuevos inyectoros a perforar cuenten con una cañería guía (3ª Barrera), de longitud suficiente para proteger los acuíferos de interés, aptos para el consumo humano y/o agropecuario y/o para riego. ■

# PERSPECTIVAS NO CONVENCIONALES



Optimize sus reservorios no convencionales con un portfolio integrado de tecnologías. Weatherford puede asociarse con usted de principio a fin ayudándolo a identificar dónde perforar, la mejor manera de proteger sus pozos, dónde fracturar y cómo maximizar la producción. Cuento con innovaciones exclusivas comprobadas que localizan los "sweet spots" para mantenerse en el objetivo y maximizar el nivel de productividad.

Weatherford ofrece la mejor experiencia a través de un equipo multidisciplinario especializado en no convencionales. Proporcionamos una dinámica de trabajo integrada utilizando registros eléctricos, análisis de laboratorio de vanguardia, estimulación hidráulica integral, terminaciones multizona y tecnología para producción.

***Contacte su representante Weatherford para trabajar en conjunto con nuestro equipo especializado en recursos no convencionales.***

# ¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas?

Por **Salvador Gil** (ECyT – UNSAM)

Un uso eficiente y racional de la energía podría ahorrar al país más de 24 mil millones de U\$S en los próximos 15 años.



Las importaciones de gas tienen un importante impacto en las cuentas públicas y la balanza comercial de Argentina. Por lo tanto, la posibilidad de reducir las importaciones es crucial para equilibrar diversas variables económicas del país. Si se analiza cómo se usa el gas en el país, se encuentra un resultado sorprendente; la energía que se emplea para calentar agua equivale a más de 55% del gas que se importa. Con medidas de eficiencia energética, aplicadas a equipos de calentamiento de agua, gran parte de este gas importado podría ahorrarse. Lo notable es que las medidas necesarias, además de producir ahorros importantes en importación de energía, del orden de 24 mil millones de U\$S en los próximos quince años, permitirían mejorar y modernizar los artefactos que usan los habitantes del país, a la par de generar un importante desarrollo industrial y económico y disminuir las emisiones de gases que producen efecto invernadero.

En la Argentina, el consumo de gas viene creciendo en forma sostenida a una tasa anual de 3%, duplicándose la demanda cada 22 años aproximadamente, como se ilustra en la figura 1. Por su parte, la producción nacional de gas ha venido disminuyendo, mientras que la importación ha

Consumo de gas natural, Año 2013

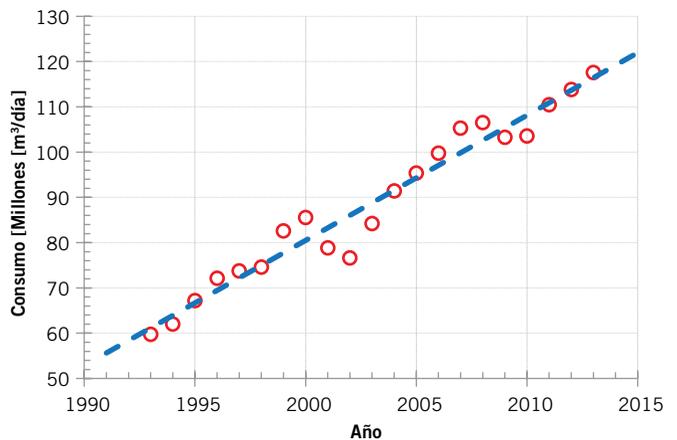
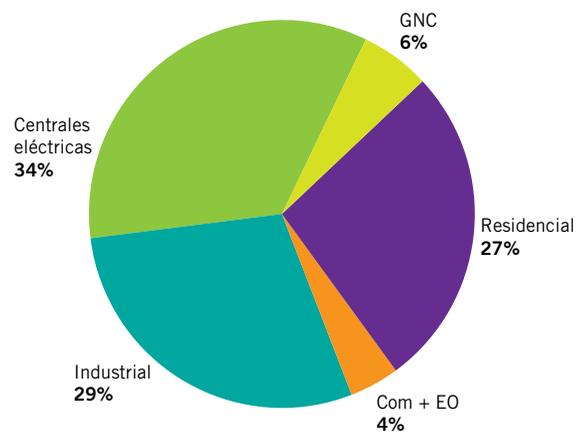


Figura 1. Consumo de gas natural en la República Argentina. En el gráfico superior se muestra cómo se distribuía el consumo en el año 2013. Com+EO es el consumo asociado a uso comercial y entes oficiales. Abajo se muestra la evolución del consumo total de gas. La tasa media de crecimiento del consumo es de 3% anual. A esta tasa, a menos que se introduzcan medidas activas que alteren esta tendencia, cada 22 años el consumo se duplicaría. Datos publicados por ENARGAS. (1)

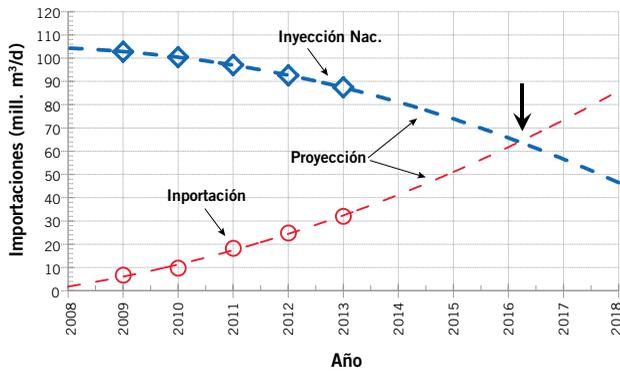


Figura 2. Evolución de la producción nacional e importación de gas natural. Usando un modelo polinómico de ajuste a los datos, la importación igualaría la producción nacional en 2,5 años aproximadamente.

venido creciendo sostenidamente. A menos que esta situación se revierta pronto, en los próximos 2 a 3 años, la importación de gas podría superar la producción nacional (ver figura 2).

El objetivo de la eficiencia energética es usar los mínimos recursos energéticos posibles, para lograr un nivel de confort deseado. Esta elección tiene sentido tanto económico como ambiental. Al usar menos combustibles para hacer las mismas actividades, se disminuye el costo de las facturas de los usuarios, se reduce la necesidad de ampliar la infraestructura energética y se mitigan las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El mayor costo inicial de los productos más eficientes se compensa con ahorros en la cuenta de energía durante su vida útil. Además, la mayor demanda de este tipo de productos estimula una mayor producción y disminuye su costo. Las rebajas en estos productos y sus menores consumos los vuelven más accesibles a sectores de bajos recursos. Una ventaja adicional del Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) es que para aprovecharlo no son necesarias grandes y costosas obras de infraestructura.

Otra ventaja del UREE es que, al disminuir los consumos por usuario, se permite que una parte de la infraestructura ya existente quede disponible para que más personas o industrias tengan acceso a la energía liberada, sin necesidad de invertir en costosas ampliaciones ni agregar emisiones.

En el mundo se han desarrollado varias estrategias para estimular un uso más eficiente de la energía. Una de estas herramientas es el etiquetado en eficiencia energética de artefactos domésticos. (2) El etiquetado permite a los usuarios elegir y requerir equipos de menor consumo. En respuesta a esta demanda, los fabricantes se esfuerzan por producir artefactos más eficientes, generando un círculo virtuoso que mejora la calidad de los productos, y promueve un desarrollo tecnológico y económico. Estas acciones se armonizan y complementan con normativas regulatorias que promuevan la eficiencia energética.

En particular, en el cómputo de la eficiencia de los artefactos de uso doméstico, es importante incluir sus consumos pasivos, es decir, aquellos consumos que ocurren cuando los artefactos no están en uso. Como ejemplo podemos mencionar los consumos de los pilotos de los equipos a gas o las pérdidas de energía por las paredes de los termotanques. Estos consumos pasivos son significativos y

están presentes no solo en los artefactos de calentamiento de agua sino también en los sistemas de calefacción. Por lo tanto, hay en general más de un piloto por usuario.

Los pilotos de los artefactos a gas consumen 0,5 m<sup>3</sup> por día. (3) Adoptando una política que estimule el uso de calefones con encendido electrónico, o sea artefactos con etiqueta clase A de la normativa vigente (NAG-313), gran parte de estos recursos se podrían ahorrar. De modo similar, usando termotanques más eficientes, se podrían ahorrar en promedio otros 0,5 m<sup>3</sup>/día por equipo. Se estima que en el país hay cerca de 11 millones de calefones y termotanques que, mejorando su eficiencia con la tecnología actual, ahorrarían unos 5,5 millones de m<sup>3</sup>/día de gas. La importación de este gas por barco (17 U\$S/Millón de BTU o sea 0,63 U\$S/m<sup>3</sup>) equivale a unos 1.250 millones de U\$S/año, y esto es solo una parte de lo que podría lograrse con la eficiencia energética.

Con mejoras en la aislación térmica de viviendas, sería posible disminuir a la mitad el consumo de calefacción y refrigeración. Si a esto agregamos el uso de colectores solares para calentar agua sanitaria, estaríamos muy cerca de eliminar las necesidades de importación de gas. Esto es solo una fracción de lo que sería posible lograr con la tecnología disponible actualmente en el mercado.

En el presente estudio, nos restringimos a los ahorros que podrían lograrse solo en el calentamiento de agua, es decir, con calefones y termotanques a gas, mediante un potencial programa de reemplazo parcial por equipos solares híbridos solares-gas o solares-eléctricos, y equipos convencionales de mayor eficiencia, es decir, por artefactos clase A en eficiencia energética. También consideramos la incorporación de dispositivos economizadores de agua y su impacto en el consumo de gas.

## Energía empleada en el calentamiento de agua

En la figura 3 se muestra la variación del consumo por usuario de gas residencial como función de los meses del año, para la zona norte y central del país. (4) Se observa que los consumos por usuario o consumos específicos residenciales tienen una dependencia muy fuerte con la temperatura.

Durante los meses estivales, o sea a temperaturas mayores a unos 20 °C aproximadamente, el consumo de gas

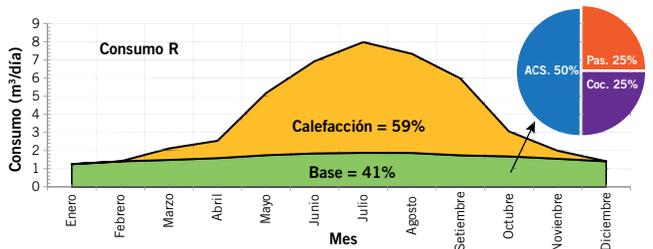


Figura 3. Variación de los consumos específicos R (residencial) como función de los meses del año 2013. El consumo base, cuyo valor es del orden de 2 m<sup>3</sup>/día, es el dedicado a cocción (coc.) y calentamiento de agua (ACS). El diagrama de torta muestra cómo se distribuye el consumo base. Los consumos pasivos son del orden del 25%. En los meses de invierno, al consumo base se agrega el consumo en calefacción que es muy estacional y dependiente de la temperatura.



es casi constante e igual a unos  $2 \text{ m}^3/\text{día}$ . Este consumo está asociado al calentamiento de agua y cocción. A este componente del consumo residencial, lo denominaremos consumo base. A medida que baja la temperatura, los usuarios comienzan a encender la calefacción.

Para un usuario típico de la región centro y norte de Argentina, de los  $2 \text{ m}^3/\text{día}$  de consumo base, aproximadamente  $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$  se emplea en cocción y  $1,5 \text{ m}^3/\text{día}$  se utiliza en el calentamiento de agua o Agua Caliente Sanitaria (ACS). De esta última cantidad, los consumos pasivos (pas.) contabilizan unos  $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$ . (2)

A partir de ensayos de laboratorio, es posible estimar los posibles ahorros esperados con calefones y termotanques de mayor eficiencia. Pero no es sorprendente que, con equipos de mayor eficiencia que los actuales, es decir, los etiquetados como clase A, el ahorro promedio sería de unos  $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$  por usuario. (2)

En la República Argentina hay aproximadamente 7,7 millones de usuarios de gas natural y aproximadamente unos 4,5 millones de usuarios de gas licuado (GLP). De estos últimos, no todos tienen sistemas de calentamiento de agua, ya que muchos de los usuarios de GLP son de bajos ingresos y usan el gas solo para cocción. Sin embargo, se puede estimar que aproximadamente unos 3,3 millones tienen algún tipo de sistema de calentamiento de agua. De este modo, el número total de equipos para calentar agua, solo en el sector residencial, es de unos 11 millones de artefactos. Cada uno de ellos emplea  $1,5 \text{ m}^3/\text{día}$  de gas, es decir que el consumo total de gas residencial, destinado al calentamiento de agua en el país, incluyendo GN y GLP, es de unos 16,5 millones de  $\text{m}^3/\text{día}$ .

Por un análisis similar, se encuentra que el sector comercial y oficial consume alrededor de 1,2 millones de  $\text{m}^3/\text{día}$  en calentar agua. (5) De este modo en Argentina se emplean cerca de 17,7 millones de  $\text{m}^3/\text{día}$  de gas en el

calentamiento de agua, equivalente a un 55% del gas importado en 2013.

## Energía solar térmica en Argentina

Existen numerosos estudios de la potencialidad de la energía solar en Argentina, en particular, el "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", elaborado por GerSolar de la Universidad Nacional de Luján, es uno de los más completos. (6) Orientando óptimamente estos paneles en cada latitud, es posible captar una radiación media en Argentina de unos  $4,5 \text{ kWh}/\text{m}^2$ . Este valor es una media para toda la región central y norte del país, donde se concentra más del 90% de la población. Con un colector solar de  $3,5 \text{ m}^2$  de área, la energía solar que le llegaría sería equivalente a  $1,5 \text{ m}^3$  de gas natural por día. En otras palabras, en solo  $3,5 \text{ m}^2$ , el Sol aporta tanta energía como la requerida para calentar toda el agua sanitaria que usamos, equivalente a un 60% del gas importado.

En una colaboración entre el ENARGAS - UNSAM y UNLu, se han realizado estudios que permiten cuantificar estos ahorros empíricamente. (7) Estos ensayos sugieren que en promedio, con colectores solares de aproximadamente  $3,5 \text{ m}^2$ , se podría ahorrar el 65% de la demanda de energía convencional para calentar agua. Esto es consecuencia de que no siempre es posible disponer del recurso solar, ya que durante días nublados o de lluvia el sistema no está disponible y se requiere del uso de fuentes convencionales de calentamiento.

El ahorro de gas natural por usuario usando sistemas híbridos de calentamiento de agua, en diez años, sería de  $1,5 \text{ m}^3 \times 0,65 \times 3650 \approx 3.560 \text{ m}^3$ ; al costo del gas importado, este gas equivale a unos 2.100 U\$S, o sea que, el ahorro de gas importado podría cubrir el costo del equipo.

Los equipos híbridos sol-gas o sol-electricidad en Argentina tienen costos que oscilan entre 1.000 y 2.000 U\$S; para una producción nacional es del orden de unos 1.000 equipos por año. Es previsible que al aumentar su demanda, la producción a mayor escala reduzca su costo considerablemente. Incrementar la producción de estos equipos en el país generaría valor agregado, trabajo y empleo. Simultáneamente, esta alternativa reduciría considerablemente nuestras emisiones de GEI. Un sector particularmente beneficiado por el uso de estos equipos sería el de los más de 3,3 millones de usuarios de GLP, que disminuirían considerablemente su factura de energía. Además, los ahorros en GLP incrementarían el saldo exportable de este combustible, incrementando el ingreso de divisas.

Un lugar donde esta tecnología puede ser de mucha utilidad es en la región de Cuyo, NEA y NOA. Además de poseer una irradiación solar considerable, hay una población dispersa, que no tiene acceso al gas natural. El costo del tendido de redes se estima en aproximadamente 1.200 U\$S por usuario; es decir este sería el costo de llegar con un caño a una vivienda en una zona urbana. Esto no incluye el costo de gas, ni gasoducto ni instalación interna o artefactos. Una instalación interna se estima en unos 700 U\$S para una vivienda económica. De este modo, el costo de la instalación interna más los costos de red pueden estimarse en unos 2.000 U\$S, sin considerar el costo del gas. Por lo tanto, el uso de esta tecnología podría ahorrar, además, una importante inversión en tendido de redes en zonas de baja densidad, a la par de proveer las ventajas de tener agua caliente sanitaria a un costo reducido y minimizando los impactos ambientales.

Dado que en las ciudades más grandes de Argentina puede no ser siempre posible aprovechar esta tecnología, especialmente en zonas de gran densidad de edificios, en este estudio supondremos que la cobertura de esta tecnología será a lo sumo del 35% del total de los usuarios.

## Sistemas de ahorro de agua

En los últimos años, han recibido mucha atención los equipos de ahorro de agua en todo el mundo. Estos dispositivos, a la par de reducir el flujo de agua en grifos y duchas, mejoran su distribución y efectividad en el lavado. Muchos hemos observado que es más difícil tomar una ducha de un grifo sin la "flor" o dispositivo de dispersión del agua en forma de lluvia. No solo es más incómodo ducharse sin la "flor," sino que además se utiliza mucha más agua. Actualmente, existen en el mercado internacional y nacional muchos sistemas que dispersan finamente el agua, aumentando su efectividad en el lavado y reduciendo considerablemente los volúmenes usados, tanto en los sistemas de duchas como en el de los grifos de los lavabos.

Además de aireadores de agua, existen reguladores de flujo para las duchas y grifos. Estos dispositivos son de fácil instalación y de bajo costo. Se pueden instalar en los sistemas estándares de provisión de agua. Los ahorros de flujos de agua varían entre 25% y 50%. Lo interesante es que en el caso del agua caliente, estos dispositivos también generan un ahorro en el consumo de energía necesario para calentar esta agua. En la Comunidad Europea, EE.UU., Canadá y Japón se han implementado programas para intro-

ducir masivamente esta tecnología en los hogares y para otros usos de agua caliente. (8) (9).

Los costos de estos equipos puede variar entre unos 50 U\$S y unos 100 U\$S, y pueden generar ahorros entre 25% y 50%.

## Escenarios de cambio de equipos

Desde luego, el cambio de equipos no puede hacerse de modo repentino. Además, es necesario elaborar un plan de recambio que involucre una cuidadosa ingeniería financiera. Siguiendo el modelo adoptado en varios países de la Unión Europea y EE.UU., se podría generar un sistema de recambio de equipos, incluyendo cupones de descuento a los usuarios o descuentos de impuestos o tarifas, (10) (11) (12) para los que eligen equipos más eficientes de calentamiento de agua. Este incentivo se podría acompañar de un financiamiento de bajo interés de 2 a 4 años, pagadero con la tarifa de gas. De este modo, los riesgos de morosidad pueden minimizarse y estos ahorros financieros pueden ser transferidos a los usuarios.

Como la diferencia de costo en el mercado actual de las unidades tradicionales de calentamiento de agua (clase E o F) y las más eficientes, clase A, es de aproximadamente 100 U\$S, es previsible que negociando adecuadamente con los fabricantes de equipos se logren mejoras de precios para los más eficientes. Con un sistema de premios en efectivo, o descuentos diferidos en el consumo de gas, se generaría un fuerte incentivo para elegir los equipos más eficientes.

En algunos casos, en particular para usuarios de bajos recursos, tal vez sea necesario que el ente promotor del recambio, el Estado, asuma el costo total del equipo, o sea unos 400 U\$S. Si suponemos que de tres equipos reemplazados, 2 se financian mediante un descuento de 100 U\$S y uno se entrega sin costo al usuario, el costo promedio por usuario sería de unos 200 U\$S/equipo convencional reemplazado. Desde luego, esta ingeniería financiera se puede mejorar y variar sin mayores dificultades, pero este ejercicio sirve para ilustrar los posibles costos y beneficios del plan de recambio de equipos. Si a estos costos agregamos un subsidio de 100 U\$S para cubrir los costos de los sistemas de ahorro de agua, el subsidio total por usuario sería de unos 300 U\$S.

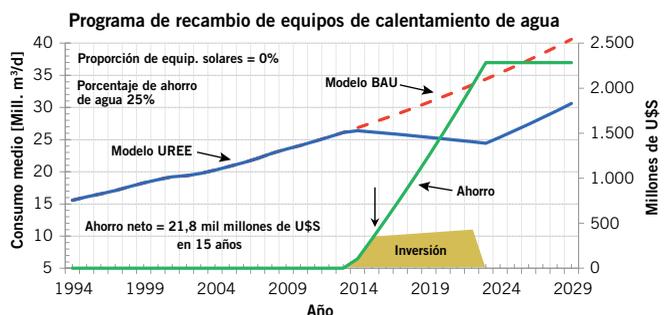
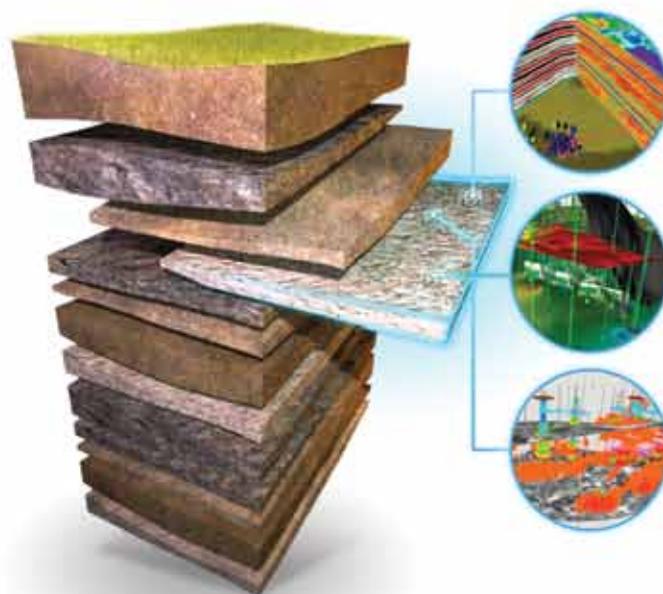


Figura 4. La línea roja de trazos es la evolución del consumo en el modelo BAU. La línea continua azul es la evolución del consumo de gas, aplicando un programa de recambio de artefactos en 10 años. La línea verde, referida al eje vertical derecho, representa el ahorro en millones de U\$S al año. El área sombreada, referida al eje vertical derecho, es el costo de la inversión. La flecha vertical indica el punto en que el ahorro supera la inversión. Caso 1, con 25% de ahorro en uso de agua.

# YA ENFRENTAS ARDUOS PROBLEMAS

## TU SOFTWARE DE GEOCIENCIAS NO NECESITA SER UNO DE ELLOS

SOFTWARE DE GEOCIENCIA IHS: ciencia sofisticada, simple de utilizarla y simple de gestionarla



### DE LA SUPERFICIE AL SUBSUELO

SOLO UNA EMPRESA ESPECIALISTA EN  
ENERGÍA PROPORCIONA TANTO A TANTOS

Desde el marco global al detalle crucial, desde recursos probados a resultados superiores, el paquete de Geociencias de IHS puede hacer todo esto, respaldado por los datos de pronósticos, análisis geológicos y geofísicos con mayor credibilidad en el mundo.

### OBTENGA AHORA EL PODER DE KINGDOM®

Solo IHS Geociencias una paquetes de software de ingeniería, evaluación económica e interpretación en forma simple pero científica, ofreciendo una ventaja definitiva. Con la solución de software líder de mercado Kingdom®, IHS ofrece a sus clientes lo mejor en geofísica y geología.

Download un estudio de caso en [ihs.com/argentina](http://ihs.com/argentina)

Visitenos em Argentina Oil & Gas. Stand S 40.

IHS GEOSCIENCE



Simply Scientific™

En el caso de sistemas de calentamiento de agua híbridos, en este ejercicio suponemos un subsidio medio por equipo de 1.000 U\$S por equipo, que cubriría parcialmente su costo, su instalación y los sistemas de ahorro de agua. Por supuesto, este subsidio medio se podría abrir en subsidios mayores para sectores de bajos recursos y otros menores para los usuarios con capacidad de repago. En todos los casos, se generarían mecanismos de financiación a 2 o 3 años.

Es necesario proponer un tiempo en el que se puede lograr el cambio total de los equipos. En el presente ejercicio, suponemos un plan de recambio de **10 años**, con dos años de arranque. Durante estos dos años iniciales, el recambio es más lento, permitiendo generar experiencia y corregir posibles errores. Al cabo de los dos primeros años, el programa alcanzaría un nivel de reemplazo estacionario por el resto del período de recambio.

Con estas hipótesis, se puede modelar la evolución del consumo residencial en la Argentina, bajo dos supuestos: (13)

1. Modelo tendencial o **BAU** (*Business As Usual*), donde se describe la evolución del consumo sin cambios, siguiendo las tendencias históricas.
2. Modelo eficiente o **UREE**. Aquí se producen mejoras en los sistemas de calentamiento de agua, consistentes en: i) economizadores de agua para todos los usuarios, con distintos niveles de ahorro, ii) una fracción de los usuarios adopta equipos solares híbridos, iii) el resto, que continúa usando sistemas convencionales de calentamiento de agua, cambia a artefactos más eficientes, o sea los clase A. En los distintos escenarios, los niveles de ahorro de agua y la proporción de usuarios que adopta los sistemas híbridos varía. En todos los casos, el crecimiento vegetativo de los usuarios es el mismo y coincidente con el observado en los últimos 5 años.

A continuación, se presentan dos escenarios posibles.

**Caso 1. Solo recambio de equipos convencionales + instalación de economizadores de agua con un nivel de ahorro de agua del 25%:** Tomando como base los 11 millones de usuarios residenciales actuales, se obtienen los resultados que se indican en la figura 4.

El ahorro neto, es decir el ahorro acumulado en 15 años, es del orden de 21,8 mil millones de U\$S. El costo de la inversión inicial, hasta que la tasa de ahorro supera la tasa de inversión, es de 112 millones de U\$S. En este escenario, el consumo de gas residencial disminuye monótonamente con el inicio del programa. Como se observa en la figura, al cabo del segundo año, los ahorros superan la inversión inicial.

**Caso 2. Recambio de equipos convencionales + instalación de economizadores de agua con un nivel de ahorro del 25% + 25% de los usuarios adoptan equipos híbridos:** De nuevo tomando los 11 millones de usuarios residenciales actuales, se obtienen los resultados que se indican en la figura 5.

El ahorro neto, es decir el ahorro acumulado en 15 años, es del orden de 24,1 mil millones de U\$S. El costo de la inversión inicial es de 435 millones de U\$S. En este escenario, el consumo de gas residencial disminuye monótonamente con el inicio del programa.

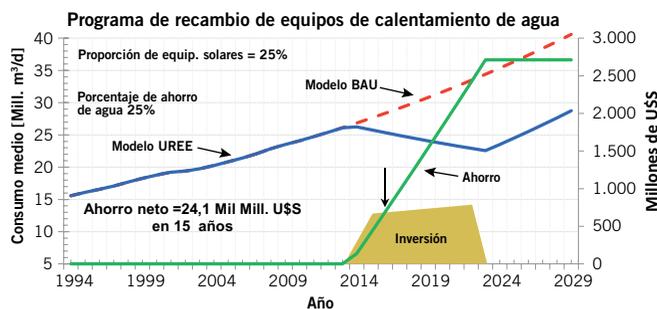


Figura 5. La línea roja de trazos es la evolución del consumo en el modelo BAU. La línea continua azul es la evolución del consumo de gas, aplicando un programa de recambio de artefactos en 10 años. La línea verde, referida al eje vertical derecho, representa el ahorro en millones de U\$S al año. El área sombreada, referida al eje vertical derecho, es el costo de la inversión. Caso 2.

## Potenciales riesgos de un rebote

¿Es seguro que el UREE es una herramienta adecuada para reducir nuestros consumos de energía y mitigar las emisiones de GEI? Dicho de otra manera, ¿la innovación tecnológica para mejorar la eficiencia energética de los productos y sistemas puede reducir el consumo de energía y sus impactos ambientales? La respuesta, en base a lo discutido anteriormente, parece obvia y, sin embargo, no lo es. Este debate, sobre el impacto del cambio tecnológico sobre el consumo de combustibles y crecimiento económico, se remonta a mediados del siglo XIX.

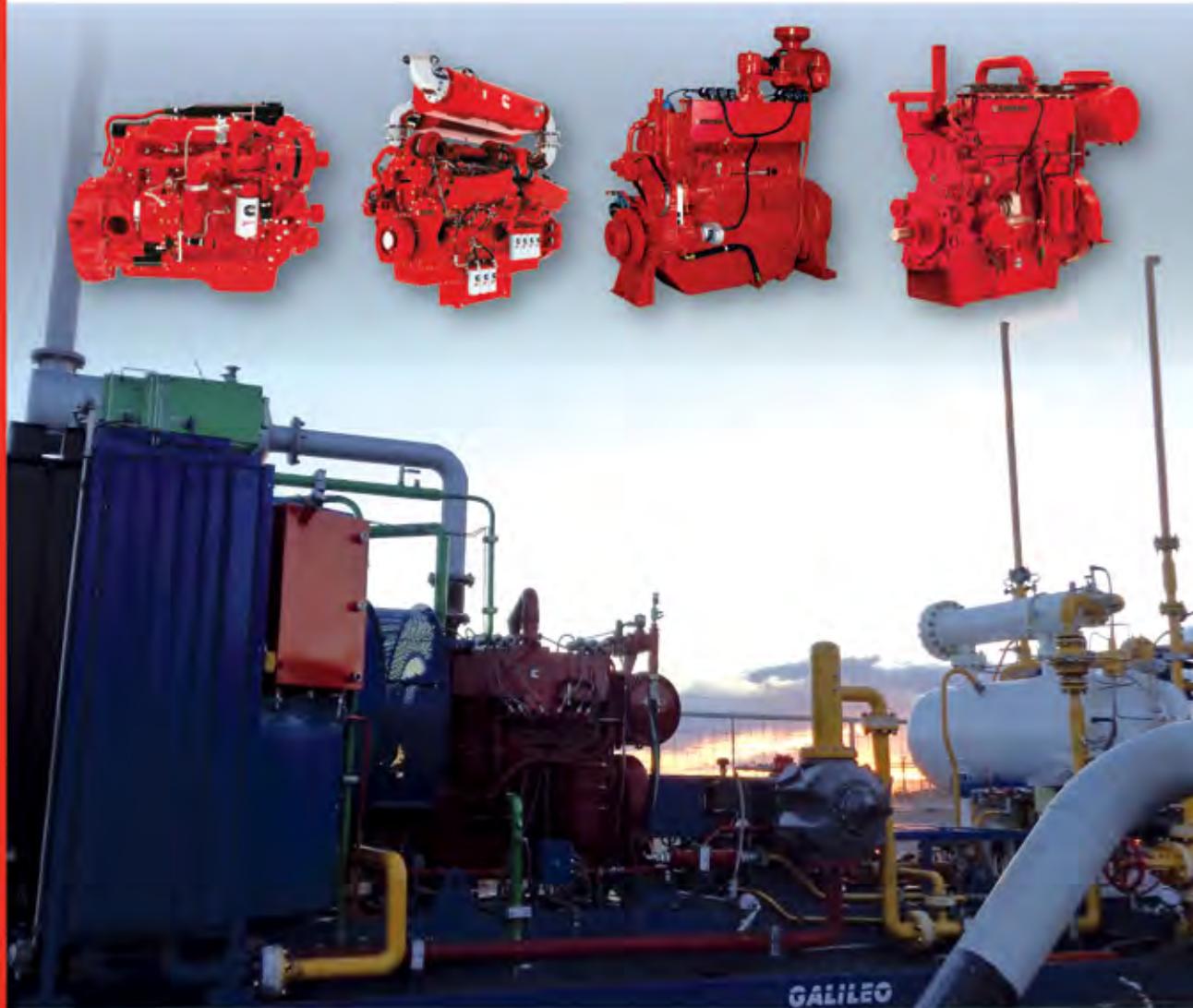
Mientras físicos e ingenieros se esforzaban en desarrollar máquinas térmicas más eficientes, y que por lo tanto consumieran menos carbón, el economista inglés William Stanley Jevons, en 1865 en el artículo *The Coal Question*, formuló una interesante paradoja. Jevons sostenía que, contrariamente a la intuición, las mejoras en eficiencia no implicaban necesariamente una reducción del consumo de combustible, sino que llevaban a un aumento de la demanda del mismo. Las mejoras en eficiencia de los motores, por lo tanto, abarataron los productos que se producen y por consiguiente aumenta su demanda.

En definitiva, según Jevons, la eficiencia podría llevar a una aceleración del consumo de combustible (carbón), no a una disminución. En definitiva, hay un “rebote” del consumo. Sin embargo, la economía y las sociedades no son sistemas de suma cero. El aumento de la demanda también significa una ampliación de la base de consumo, es decir, más personas accediendo a los bienes y servicios.

El mismo asunto es examinado actualmente por los economistas modernos que estudian los efectos de rebote del consumo producido por mejoras en la eficiencia energética de bienes y servicios. Se consideran dos efectos, los directos asociados a un producto dado, digamos automóviles, y los indirectos. Estos últimos están asociados al hecho de que los ahorros liberados por una mayor eficiencia se usan para otros fines, viajes, etcétera, que también generan más demanda de combustibles.

Se observa que, en general, una mejora en la eficiencia baja los precios de los productos, que tiende a aumentar la demanda de estos productos. Así, no hay dudas de que el rebote tiende a contrarrestar, en parte, el efecto deseado de una mayor eficiencia. Desde otra perspectiva, una mayor

# Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para  
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires  
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén  
Tel: +54 (0299) 4771719

[consultas@cummins.com](mailto:consultas@cummins.com)  
[www.cummins.com.ar](http://www.cummins.com.ar)



eficiencia acelera el crecimiento económico, y aumenta la inclusión en el consumo, que es un efecto deseable.

Desde el punto de vista ambiental, la cuestión es si el rebote de la demanda, combinada con una mayor eficiencia, es mayor o menor que las que hubiesen ocurrido sin las mejoras en eficiencia. Este aspecto ha sido analizado en muchos estudios recientes. (14) (15) (16) (17) Además, es importante señalar que cada caso particular debe ser analizado cuidadosamente y se deben evitar generalizaciones.

Por ejemplo, si los inodoros utilizan menos descarga de agua en su funcionamiento, es difícil pensar que los usuarios estarán propensos a usarlos más veces al día por esta mejora en su eficiencia. Sin embargo, no puede decirse lo mismo del caso de la eficiencia de acondicionadores de aire en regiones cálidas o del transporte terrestre o aéreo, sobre todo en regiones en países emergentes, donde una mejora en eficiencia y/o costo es previsible que tenga un rebote mayor.

En mercados maduros, como el existente en países desarrollados, el efecto rebote directo suele ser pequeño. Así, una mejora en la eficiencia de combustible los automóviles, no va asociado a un aumento significativo de los kilómetros manejados; por lo tanto, las mejoras en eficiencia reducen el consumo. Pero, incluso si la mayor eficiencia no reduce la cantidad total de combustible utilizado, persisten otros beneficios relacionados con la mayor eficiencia: se mejora la calidad de vida de los habitantes, se mitigan los aumentos de precios, escasez, las interrupciones en la economía y se mejora la seguridad de abastecimiento.

Por otro lado, el efecto de rebote puede ser atenuado con adecuada regulación. Solo a modo de ejemplo, cobrando una taza por emisión de carbono o ecotasa. De este modo, se genera un incentivo a usar los vehículos más eficientes y a no aumentar el kilometraje. Lo mismo puede hacerse con otros artículos, para evitar que los usuarios continúen usando sus viejos e ineficientes refrigeradores, se puede generar un plan canje, que con un descuento adecuado en la compra de uno nuevo más eficiente, haya que restituir el antiguo para su disposición de manera “amigable” con el ambiente.

La paradoja de Jevons se produce cuando el efecto de una mayor demanda predomina, o sea, se produce el *backfire*. Esta circunstancia ha sido utilizada para argumentar que el UREE puede ser inútil, una mayor eficiencia puede aumentar

el consumo de energía. Sin embargo, varios estudios muestran que si bien el efecto de rebote existe, rara vez ocurre el *backfire*. Por ejemplo, si la eficiencia de un acondicionador de aire aumenta, tal vez lo usemos más. En promedio, los efectos de rebote en diversos artefactos oscilan entre el 10% y el 50%. Por lo tanto, a la larga hay un efecto positivo. De hecho, la figura 6 ilustra claramente los beneficios de la eficiencia para el caso del consumo de electricidad en el estado de California. Por otra parte, una mayor eficiencia puede mejorar el nivel de vida material general y mejorar el acceso a bienes y servicios de sectores de menores recursos, lo que debe ser considerado como un efecto también positivo.

En resumen, el UREE es una herramienta poderosa y útil para lograr disminuir nuestras emisiones de GEI, pero dista de ser una panacea, y sus efectos deben ser analizados críticamente y su instrumentación acompañada de regulaciones que conduzcan a lograr los efectos deseados.

En el caso especial del calentamiento de agua, o la eliminación de los consumos pasivos, es difícil pensar que debido a que los calefones sean más eficientes, los usuarios se ducharán más seguido. Lo mismo puede decirse de los sistemas de calentamiento de agua híbridos. Por lo tanto, en estos casos es de esperar modestos rebotes.

## Conclusiones

Del análisis realizado, se observa que un programa de recambio de equipos de calentamiento de agua, por los más eficientes del mercado, resulta altamente conveniente desde múltiples puntos de vista.

Si solo se reemplazan equipos convencionales, combinado con economizadores de agua que reduzcan el consumo de agua en un 25%, en 15 años se generaría un ahorro neto del orden de 21,8 mil millones de U\$S en gas importado. Si consideramos un escenario donde incluimos economizadores de agua que reduzcan el consumo de agua en un 25%, y reemplazamos el 25% de los equipos convencionales por equipos solares híbridos, en 15 años se generaría un ahorro neto del orden de 24,1 mil millones de U\$S en gas importado. La reducción en emisiones de CO<sub>2</sub> alcanzaría uno 109 Tg, o sea 109 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, al cabo de 15 años.

La mayor demanda de artefactos más eficientes que se produciría en el país, generaría un fuerte estímulo para el desarrollo de estas industrias, con el consecuente aumento en el empleo. En realidad, el costo programa solo demandaría una inversión modesta, durante los primeros dos o tres años. A partir de este punto, el programa lograría su autofinanciación, con los ahorros obtenidos del gas importado. Es muy posible que, consensuando con los fabricantes de equipos, los costos del programa de recambio puedan disminuirse considerablemente, ya que al aumentar la escala de producción, muchos gastos se podrían reducir. Asimismo, esta es una estimación que no tiene en cuenta los ahorros que se podrían generar incluyendo los usuarios comerciales y entes oficiales. La disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> sería muy importante, y a un valor de 5 U\$S/tonelada de CO<sub>2</sub>, 109 Tg de CO<sub>2</sub> tendría un valor equivalente a 550 millones de U\$S, que eventualmente podrían negociarse como bonos verdes.

Es interesante notar que la inversión inicial es en pesos, ya que las industrias que producirían los equipos serían de

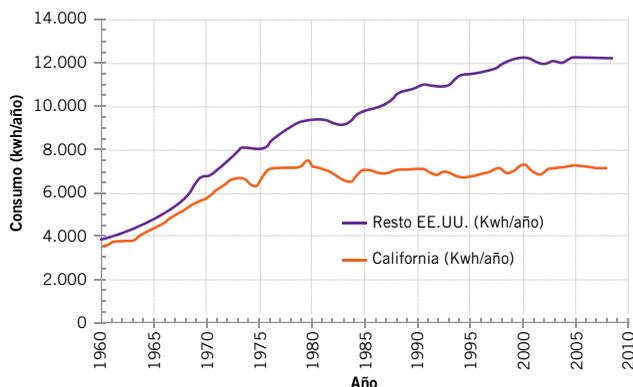


Figura 6. Evolución del consumo eléctrico per cápita en California y el resto de los EE.UU. A partir de los años 70, cuando se implementan estándares de eficiencia en California, combinados con un fuerte incentivo al desarrollo de productos más eficientes, el consumo per cápita prácticamente permanece constante, mientras que en el resto de ese país el consumo tuvo un incremento de más del 50%. (18)

origen nacional. Por otra parte, los ahorros en GLP, generarían un saldo exportable adicional, que implicarían el ingreso de divisas.

En este trabajo se ilustra la potencialidad de la eficiencia energética en Argentina. Desde luego, un programa de este tipo, debería estar acompañado de una campaña educativa y medidas que promuevan un uso más racional y eficiente de la energía en el país.

Por último, los detalles de los cálculos y, desde luego, la estrategia del programa de recambio, se puede mejorar por un estudio más pormenorizado; lo que se busca en este estudio es simplemente desarrollar un esquema que permita visualizar y estimular el desarrollo de un plan más desarrollado y efectivo. ■

## Referencias

1. ENARGAS. *Datos operativos del sistema de gas*. Buenos Aires, Argentina: ENARGAS [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar), 2014.
2. Bezzo, E., y otros. *Eficiencia de calefones. Importancia de los consumos pasivos*. Buenos Aires, Argentina – 25, 26 y 27 de septiembre de 2013: s.n., 2013. Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013.
3. Cozza, P. L., y otros. *Impacto de los consumos pasivos en artefactos a gas en el consumo de energía*. Buenos Aires: s.n., 2010. Congreso Mundial de la Energía.
4. Prieto, R. y Gil, S. [ed.] *¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas*. IAPG. 5, Buenos Aires: s.n., diciembre de 2013, *Petrotecnica*, Vol. LIV, págs. 86 - 92.
5. Gil, S. [ed.] y et. all. *Etiquetado de artefactos a gas, Hacia un uso más eficiente de la energía*. IAPG. p.104-109, Buenos Aires: *Petrotecnica*, IAPG, diciembre de 2011, pág. 104. LII.
6. H. Grossi-Gallegos y R. Righini. *Atlas de energía solar de la República Argentina*. Buenos Aires: GerSolar UNLu, 2007. ISBN 978-987-9285-36-7.
7. A. Lanson y R. Righini, E. E. Benítez, E. Bezzo, E. Filloy, A. Roldán, H. Unger, L. Iannelli, S. Gil. [ed.]. *Hacia un uso más eficiente del gas. Aprovechamiento de la energía solar en Argentina*. ASADES. Buenos Aires: [www.eluree.org](http://www.eluree.org), 2013. Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013.
8. Andreas Uihlein, Oliver Wolf. *Development of a background report for water using products (WuP)– Identification of suitable product groups*. 2010.
9. Cordella, M., y otros. *Developing an evidence base and related product policy measures for «Taps and Showers»*. European Commission: Joint Research Centre Institute for Prospective Technological Studies (IPTS), 2013.
10. US Department of Energy (DOE). *Residential energy efficiency tax credit*. US Department of Energy (DOE). s.l.: DOE, 2014. págs. <http://energy.gov/savings/residential-energy-efficiency-tax-credit>.
11. *Tax credits, rebates & savings*. Department of Energy, DOE. s.l.: US Department of Energy (DOE), 2014. pág. <http://energy.gov/savings>.
12. US ENERGY STAR. *Special Offers and Rebates from ENERGY STAR Partners*. 2014. pág. [http://www.energystar.gov/index.cfm?fuseaction=rebate.rebate\\_locator](http://www.energystar.gov/index.cfm?fuseaction=rebate.rebate_locator).
13. Gil, S. *Modelo de predicción del consumo de gas natural en la República Argentina*. 03, sup. tec. 1, Buenos Aires: s.n., junio de 1999, *Petrotecnica*, Vol. XL.
14. A. Greening, L y David L. Greene, Carmen Difiglio. *Energy efficiency and consumption—the rebound effect—a survey*. 6-7, s.l.: Energy Policy, 2000, Energy Policy, Vols. 28 (6-7): 389-401, págs. 389-401.
15. Small, Kenneth A. y Dender, Kurt Van. *The Effect of Improved Fuel Economy on Vehicle Miles Traveled: Estimating the Rebound Effect Using U.S. State Data, 1966-2001*. Retrieved 2010-09-01. Berkeley: s.n., 21 de 9 de 2005, Policy and Economics (University of California Energy Institute, UC Berkeley).
16. Tollefson, J. *Experts tangle over energy-efficiency rebound effect Report suggests that efficiency gains could be overwhelmed by rising demand*. s.l.: Nature, 2011. <http://www.nature.com/news/2011/110217/full/news.2011.101.html>. 17 Feb.
17. Nordhaus, J. Jenkins M. Shellenberger and T. *Energy Emergence: Rebound and Backfire as Emergent Phenomena*. Report of the Breakthrough, 2011. [http://thebreakthrough.org/archive/new\\_report\\_how\\_efficiency\\_can](http://thebreakthrough.org/archive/new_report_how_efficiency_can).
18. Rosenfeld, A.H. *The Art Of Energy Efficiency: Protecting the Environment with Better Technology*. s.l.: Annu. Rev. Energy Environ, 1999, Annu. Rev. Energy Environ., Vol. 24, págs. 33-82. <http://www.nrdc.org/air/energy/appliance/app1.pdf>.

Desarrollo de Yacimientos de Gas y Petróleo | Exploración | Análisis de Economía y Riesgos | Evaluación, Auditoría y Certificación de Reservas y Recursos



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

Oficina  
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAQ Bs. As., Argentina

Teléfono  
(54-11) 5352-7777

Fax  
(54-11) 5256-6319

website  
[www.vyp.com.ar](http://www.vyp.com.ar)

email  
[info@vyp.com.ar](mailto:info@vyp.com.ar)

# Planificación de la Inspección Basada en Riesgo de una planta de bajo azufre

Por *Vanesa A. Casariego, Erica M. Welti y Mario J.A. Solari* (CTI Solari y Asoc. S.R.L.)

En este trabajo, seleccionado durante el último 3° Congreso latinoamericano y del Caribe de Refinación realizado por el IAPG, se explica que uno de los objetivos deseables para las refinerías del futuro es que sean más confiables y seguras, tanto para su personal como para el medioambiente. Un camino posible para conseguirlo consiste en planificar las actividades de inspección utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgo en etapas tempranas de construcción de las plantas que conforman la refinería. Esto permite abordar la problemática desde una visión global, dado que de la misma participan Operaciones, Mantenimiento, Seguridad e Inspección.

La Inspección Basada en Riesgo (IBR) permite estudiar la susceptibilidad del equipo a diferentes mecanismos de daño, y establecer las inspecciones necesarias para monitorear su estado. Aunque el concepto de inspección se asocia principalmente a equipos en servicio, realizar la planificación de esta en la etapa de diseño resulta muy fructífero, dado que permite volcar la experiencia de plantas con muchos años en funcionamiento. Esto posibilita prever las inspecciones que serán imprescindibles para asegurar su integridad y, de ser necesario,



mecanismos de daño en cada uno de los equipos de la planta.

Como resultado de este proyecto se obtuvo un cronograma de inspecciones (definiendo las actividades, tanto intrusivas como no intrusivas), basado en un ranking de riesgo, se establecieron cambios en el diseño con el fin de optimizar las futuras inspecciones y se detectaron los puntos críticos para la seguridad. A raíz del análisis realizado surgieron mejoras y modificaciones para incorporar en los manuales de operación.

## Inspección Basada en Riesgo

Con el paso del tiempo, la industria ha evolucionado y, con ella, también la inspección. En un principio, los equipos se operaban a rotura (mantenimiento reactivo); luego se pasó al mantenimiento preventivo, es decir que la inspección se realizaba a todos los equipos en intervalos regulares de tiempo, con lo cual no se optimizaban tiempo ni recursos. Posteriormente, surgieron las prácticas recomendadas API RP 510 (equipos fijos), API RP 570 (cañerías) y API RP 653 (tanques), las cuales establecen frecuencias de inspección para los diferentes tipos de equipos según su operación y porcentaje de vida consumida, es decir, una frecuencia de inspección basada en consecuencias.

A principios del año 2000, aparecen las API RP 580/581, que presentan los lineamientos generales de la Inspección Basada en Riesgo (IBR). Ambas resultan una herramienta de gran utilidad para la industria de hoy, donde los recursos, tanto económicos como humanos, son una variable fundamental a tener en cuenta, ya que la tendencia es mejorar la confiabilidad sin desestimar la seguridad.

Este documento (API RP 581) proporciona la metodología para:

- Establecer un *ranking* de riesgo de los equipos de una planta, con el fin de poner la mayor atención en aquellos de mayor riesgo.
- Estudiar metódicamente la susceptibilidad de los equipos a los diferentes tipos de daño (corrosión, cambios metalúrgicos por operación, fragilización, etcétera).
- Establecer las actividades de inspección (frecuencias, tipos y exten-

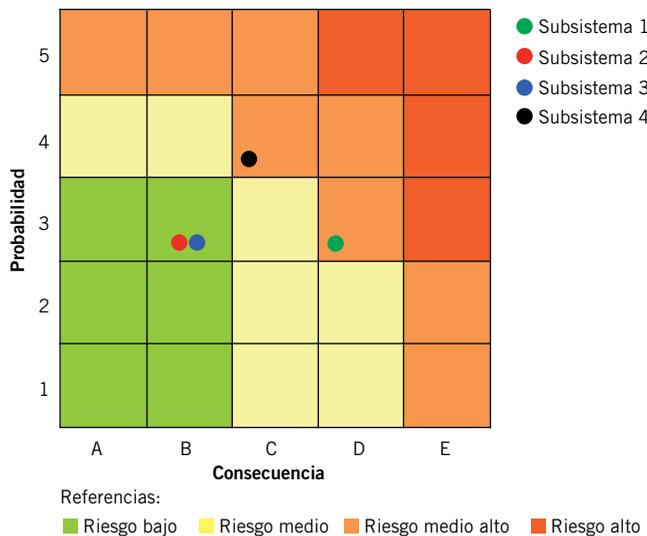
modificar el diseño del equipo y su ubicación en planta para permitir la realización de dichas inspecciones.

La Inspección Basada en Riesgo permite mejorar la seguridad del personal y del medioambiente, maximizar los recursos económicos destinados a la inspección de los activos físicos, y contribuye a la disminución del lucro cesante debido a paradas, tanto innecesarias como no programadas.

En la actualidad, debido a la necesidad de adecuar los combustibles a los requerimientos del mercado, se están realizando ampliaciones en varias

de las refinerías instaladas en nuestro país.

CTI ha participado en el estudio de riesgo (aplicando API RP 581) durante la etapa de ingeniería detallada, previa al montaje y puesta en marcha, de una planta de bajo azufre para nafta y gas oil, compuesta por 9 unidades de aproximadamente 270 equipos. Durante este proyecto, se descubrieron puntos susceptibles a fallas que no habían sido identificados en la etapa de diseño. Mediante la aplicación de la metodología IBR, se logró una revisión sistemática de los posibles



Ejemplo de matriz de riesgo.

siones) orientadas a determinar la existencia de dichos daños.

En el estudio de Inspección Basada en Riesgo, el mismo se define como el producto de probabilidad de ocurrencia de un evento x consecuencia del evento, donde evento se refiere a una falla que provoca una “pérdida de contención” al exterior.

En la figura de esta página se muestra una matriz de riesgo, según API RP 581.

El análisis de IBR tiene varios niveles: cualitativo, semicuantitativo y cuantitativo; con lo cual, según la necesidad del usuario, puede realizarse el estudio con diferentes grados de profundidad. Así, si en un sistema se conocen pocos o ningún dato, se puede realizar un análisis cualitativo y establecer un primer ranking de riesgo para luego realizar una inspección tipo *baseline* de los equipos más riesgosos.

En un análisis cualitativo se requiere:

- *Inputs* basados en información descriptiva.
- Se estudia un grupo de equipos con similares condiciones de operación, circuitos de corrosión, etcétera.
- Para la realización se requiere un equipo estratégicamente formado y capacitado, ya que para el mejor aprovechamiento de análisis se necesita juicio ingenieril + experiencia.
- *Inputs* dados en rangos.
- La exactitud del análisis depende de la experiencia y *background* del analista.

- Resultados cualitativos en categorías de riesgo: bajo, medio, medio-alto y alto, que se vuelcan en una “matriz de riesgo”.

Para realizar el análisis semicuantitativo, es necesario tener mayor cantidad de información para hacer el estudio. Se requieren datos de construcción del equipo, condiciones de operación, mantenimiento e historial de inspección. Sus características generales:

- Se estudia un equipo en particular.
- Para el cálculo se necesitan condiciones de diseño y operación normal y *upsets* como mínimo, todo dato adicional como los historiales de inspección aumentan la rigurosidad del análisis.
- Se proporcionan “preguntas guía” para establecer las susceptibilidades a los daños posibles que pueda sufrir el equipo por sus condiciones de operación.
- Se proporciona bibliografía sobre velocidades de corrosión para realizar el estudio aunque no se tengan datos de las mismas.
- Los resultados dados se traducen en categorías de probabilidad de la matriz de riesgo.
- Se establece un “target” de riesgo o un límite de riesgo aceptable.
- Se obtiene un plan de inspección a medida del equipo estudiado.
- Se obtienen recomendaciones para mantenimiento y operación que permiten extender la vida útil del equipo.

## Análisis cuantitativo

Para realizar el análisis cuantitativo son necesarios mayor cantidad de datos que para los estudios anteriormente nombrados:

- *Inputs*: datos de diseño, operación, historial de operación, acciones humanas, procesión física de accidentes, potencial efectos en la salud y medio ambiente.
- Se calculan consecuencias inflamables y tóxicas con diferentes escenarios propuestos.
- Presenta modelos lógicos combinando eventos para describir las consecuencias.
- Se necesita para la realización información acerca del sistema de gestión de integridad de activos de la empresa.
- Se distingue del análisis cualitativo por la profundidad de análisis e integración de evaluaciones detalladas.
- Los resultados se muestran en números, se puede obtener el riesgo de cada equipo en dinero/año.

El equipo de trabajo que se forma para la realización de la IBR es multidisciplinario; con lo cual se abordan no solo temas concernientes a la degradación de los materiales por el contacto con el fluido de proceso o condiciones de operación, sino también problemas de operación, mantenimiento e inspección.

En resumen, realizando un estudio de la IBR, se puede establecer un programa sistemático de inspección y mitigación de acuerdo a:

- El tipo de daño que es posible que se produzca en el equipo que afecte su integridad mecánica.
- En qué lugar del equipo puede darse ese daño.
- Cómo puede detectarse con un grado de certeza aceptable.
- Cuándo o con qué frecuencia debe inspeccionarse para mantener el riesgo acotado por debajo de un “target de riesgo” establecido por el dueño del equipo.
- Establecer acciones de mitigación de consecuencias según las áreas afectadas en los posibles eventos.

En resumen, la nueva generación de programas de inspección que están basados en estudios de riesgo tiene alta aceptación en la industria petrolera principalmente porque:

- Es una metodología de costo efectiva que contribuye a desarrollar un plan de inspección y mantenimiento a medida para cada equipo.
- El proceso IBR minimiza riesgos, mejora la seguridad, evita pérdidas de contención y reduce pérdidas económicas.
- Se puede utilizar además como estrategia que permite la toma de decisiones con datos inciertos o insuficientes.
- Prioriza las acciones preventivas.
- Contribuye a extender la vida de la planta.
- Reduce el mantenimiento reactivo.
- Optimiza las necesidades y costos de inspección y mantenimiento:
  - Eliminando inspecciones innecesarias o inefectivas.
  - Reduciendo o eliminando la inspección de ítems de bajo riesgo.
  - Sustituyendo métodos intrusivos por monitoreo on-line o no invasivos, lo que permite que la disponibilidad de los equipos en servicio aumente.
  - Sustituyendo frecuentes inspecciones poco efectivas por inspecciones menos frecuentes más efectivas.
- Aumento en la disponibilidad de las instalaciones.
- Reducción de pérdidas de producción por paradas no programadas.
- Predictibilidad de la necesidad de repuestos.
- Alineación con legislación y normativa vigente.
- IBR satisface los requerimientos ambientales y de salud ocupacional, tanto provenientes de las regulaciones internacionales como de las aseguradoras.

La optimización de las inspecciones de un equipo se puede plantear, como en el presente trabajo, también en equipos que forman parte de un proyecto durante la etapa de diseño, estudiando sistemáticamente los mecanismos de degradación asociados a su servicio. De esta manera, es posible comenzar con la operación de una planta conociendo sus puntos críticos relacionados con la integridad y, adicionalmente, tomar acciones en la etapa de diseño, que redunden en evitar problemas a lo largo de la vida útil de la misma. La ventaja de realizar el análisis antes de la construcción de la planta es la posibilidad de hacer cambios en el diseño que eviten complicaciones a la hora que la planta esté en plena producción.

### Daños producidos por compuestos de azufre

La sulfidación es la corrosión del acero al carbono y otras aleaciones (aceros inoxidables de las series 300 y 400, aleaciones de base níquel y también de base de cobre), resultante de la reacción química con compuestos de azufre a altas temperaturas (típicamente entre 260 °C y 400 °C). Este mecanismo produce un *scale* o capa de sulfuro metálico que penetra en el acero y consume su espesor, provocando adelgazamientos de espesores con *wastage* (desperdicios pulverulentos de metal degradado constituido por óxidos y sulfuros metálicos).

Los principales factores que afectan a la sulfidación son composición de la aleación, la temperatura y la concentración de compuestos de azufre. En gene-

ral, la resistencia a la sulfidación de las aleaciones base de hierro y níquel se determina por el contenido de cromo del material. Los aceros inoxidables de la Serie 300, tales como los 304, 316, 321 y 347, son muy resistentes en la mayoría de los procesos de refinación. Las aleaciones base níquel proporcionan una protección a la sulfidación equivalente a los aceros inoxidables, para porcentajes similares de cromo.

La sulfidación es causada principalmente por H<sub>2</sub>S y otras especies reactivas del azufre, como resultado de la descomposición térmica de compuestos de azufre a altas temperaturas.

El producto de corrosión que se forma, similar a escamas de sulfuro, en la superficie del componente ofrece diversos grados de protección según la aleación y la severidad de la corriente de proceso. Además del adelgazamiento uniforme, la sulfidación también puede presentarse como corrosión localizada o daños de alta velocidad erosión-corrosión.

Las unidades típicamente afectadas por este mecanismo de daño son FCC, Unidades de Coke, Vacío e Hidroprocesamiento.

El ataque por ácidos politiónicos es una forma de corrosión bajo tensión que normalmente ocurre durante paradas, arranques o durante la operación cuando el aire y la humedad están presentes. La fisuración actúa sobre los aceros inoxidables austeníticos sensibilizados. La misma se origina por los ácidos de azufre formados por los sulfuros, el aire y la humedad. Generalmente, se presenta en las zonas adyacentes a las soldaduras o áreas tensionadas.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

IPH SAICF®

CABLES DE ACERO  
ESLINGAS - ACCESORIOS

www.iph.com.ar

La fisuración se puede propagar rápidamente a través del espesor de pared de las tuberías y los componentes en cuestión de minutos u horas.

Los materiales más afectados son los aceros inoxidable de la serie 300, las aleaciones 600/600H y 800/800H.

Las aleaciones afectadas se sensibilizan durante la exposición a temperaturas elevadas (entre 400 °C y 815 °C) durante la fabricación, soldadura o servicio a alta temperatura.

## Proceso de hidrodesulfurización

La hidrodesulfurización (HDS) es un proceso químico catalítico utilizado para eliminar el azufre (S) a partir de gas natural y de productos refinados del petróleo tales como gasolina o diesel, *jet fuel*, kerosene y aceites combustibles.

El propósito de la eliminación del azufre es reducir el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), que resulta de la utilización de estos combustibles en vehículos automotores, aeronaves, barcos, plantas de energía, etcétera, para disminuir la contaminación ambiental. El azufre, además, se encuentra combinado formando compuestos químicos que pueden corroer el motor en el momento de la combustión.

Las legislaciones ambientales actuales son cada vez más exigentes en los límites máximos permisibles de determinados compuestos dañinos; en particular, el contenido máximo de azufre en algunos países europeos no debe exceder las 10 partes por millón (combustibles limpios).

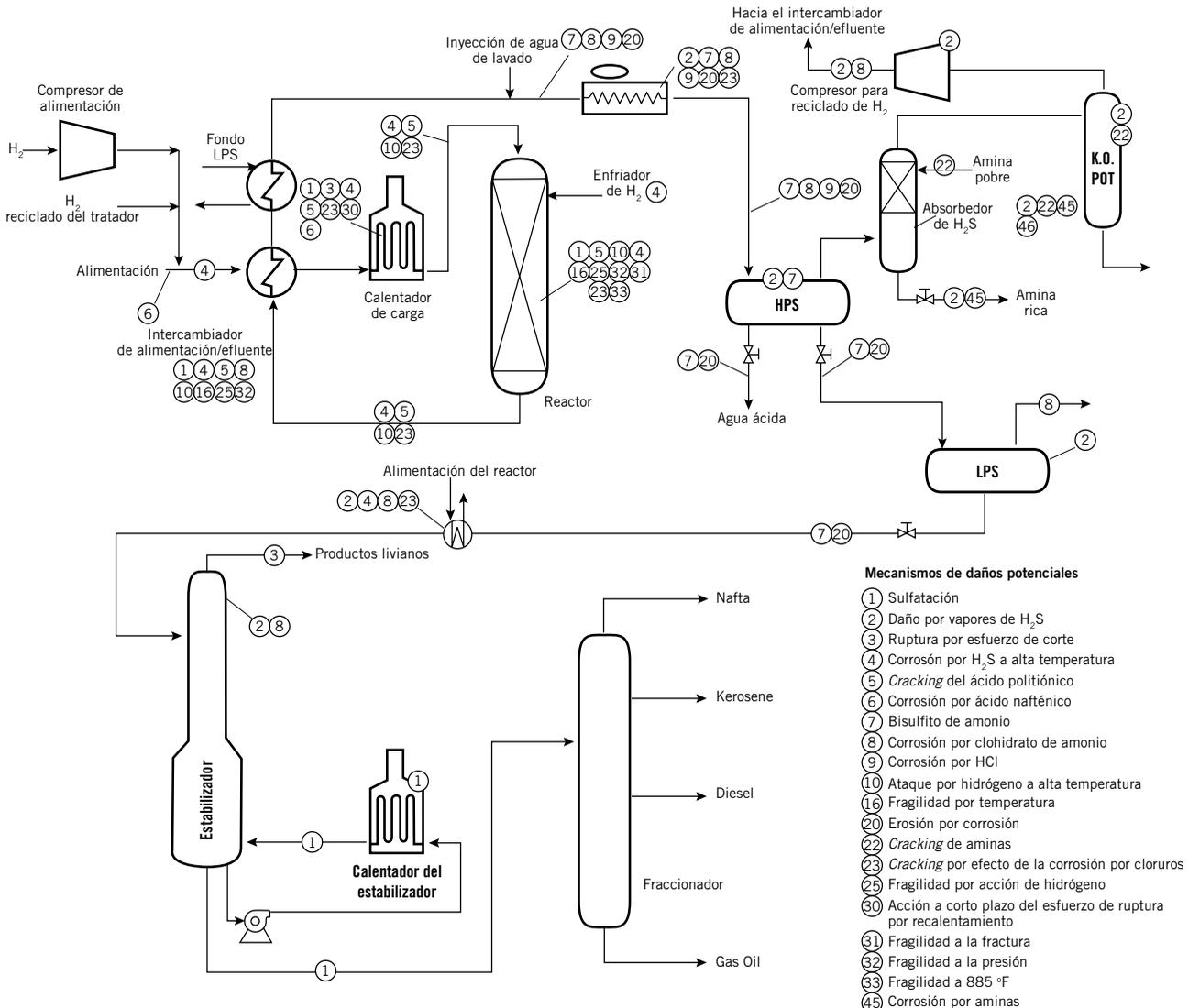
A partir del año 2006, el límite total de azufre para diesel de la carretera está en el rango de 15 a 30 ppm en peso. Estos valores requieren la utili-

zación de combustibles de ultra bajo contenido de azufre.

Otra razón importante para eliminar el azufre de las corrientes de nafta dentro de una refinería de petróleo es que el azufre, incluso en concentraciones extremadamente bajas, puede envenenar los catalizadores de metales nobles (platino y renio) en las unidades de reformado catalítico que se utilizan posteriormente para aumentar el índice de octano de la nafta.

Los procesos industriales de hidrodesulfurización incluyen instalaciones para la captura y la eliminación del sulfhídrico resultante (H<sub>2</sub>S). En las refinerías de petróleo, el gas H<sub>2</sub>S se convierte posteriormente en subproducto ácido sulfúrico o azufre elemental.

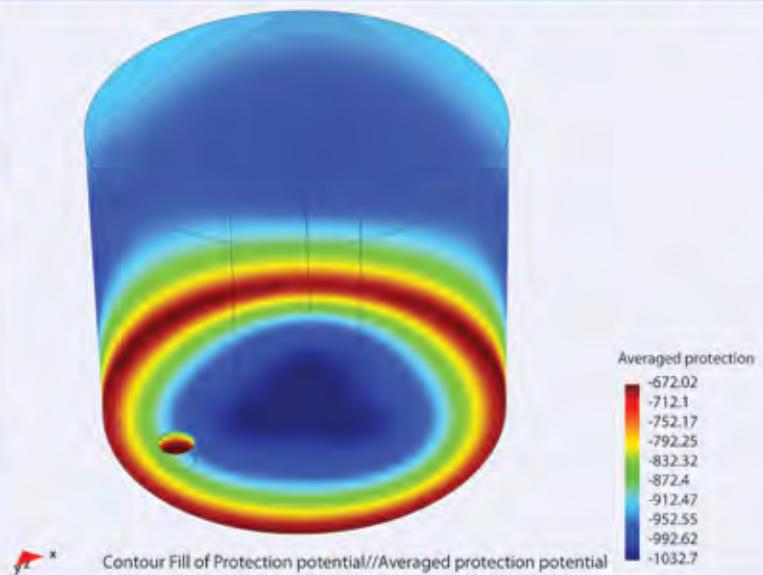
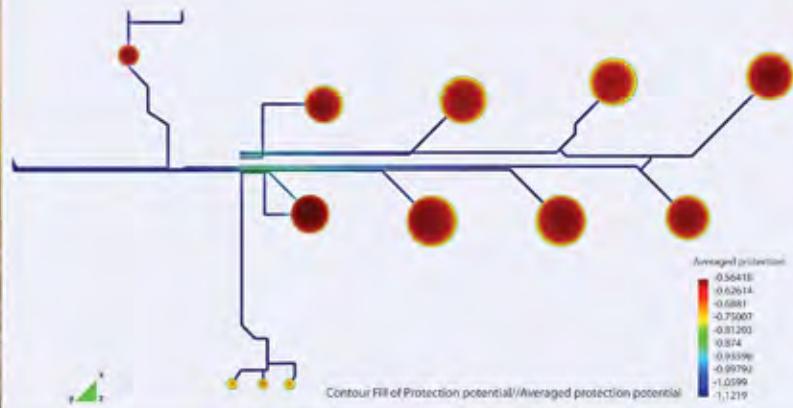
Abajo se presenta un esquema típico de una unidad de HDS, con los mecanismos de daño potenciales, según API RP 571.



Unidades de Hidroprocesamiento, Hidrotratamiento, Hidrocracking.



OMNITRONIC S.A.



Especialistas en

# PROTECCIÓN CATÓDICA

Más de 20 años de experiencia

Diseño, Provisión, Instalación, Mantenimiento y Capacitación.

Cálculo y Diseño asistido por **Software de Elementos Frontera (BEASY CP®)**

## CERTIFICACIONES

ISO 9001: 2008

ISO 14001: 2004

OHSAS 18001: 2007

**NACE Cathodic Protection Specialist 9068:**

Cathodic Protection Specialists (NACE CP4)

Cathodic Protection Technicians (NACE CP2)

Cathodic Protection Tester (NACE CP1)

Casa Matriz:

San Martín Sur 36 P1 · Godoy Cruz · Mendoza (5501) · Argentina

Tel.: 0054 (0261) 435 0356 / 422 0359 · Fax 0054 (0261) 435 046

Cabecera área sur:

Macizo 67 · Lote 1 · Cordón Forestal

Comodoro Rivadavia (9000) · Argentina

Tel.: 54 297 406 0800 / 445 3872

## Planta Claus

Al final del proceso de desulfurización de combustibles y tratamiento de gas ácido, queda como "gas de cola" el ácido sulfhídrico residual y el dióxido de azufre absorbido en los procesos anteriores.

Para utilizar este residuo y recuperar azufre al fin del proceso de desulfurización, se encuentra en general una planta Claus, donde el principal objetivo de este proceso es convertir el  $H_2S$  presente en el gas ácido en azufre elemental.

Hasta 1970, el principal motivo para la recuperación de azufre de los gases de refinería era el económico.

El sulfuro de hidrógeno se empleaba, junto con otros gases, como combustible de la refinería, y las concentraciones de dióxido de azufre en los gases de combustión estaban dentro de los límites aceptables para la época. Incluso, en las refinерías con unidades de recuperación de azufre, el rendimiento en la recuperación era del 90 al 93%.

Los métodos que se empleaban eran del tipo de conversión en lecho

catalítico seco, como los procesos Claus y el de Oxidación directa.

En una operación de un solo paso el rendimiento se limita a 90 - 93% de recuperación de azufre. Después de la promulgación del *Environmental Pollution Act* se hizo necesario recuperar más del 95% del azufre para cumplir las normas sobre polución; ello requiere generalmente procesos en dos etapas o más. En una unidad de Claus con tres lechos catalíticos puede llegarse a recuperaciones del 98%.

El proceso Claus trabaja correctamente con gases que contengan más del 20% (en volumen de sulfuro de hidrógeno y menos del 5% en hidrocarburos). El rendimiento global no es superior al 98%, ya que está limitado por consideraciones termodinámicas.

La alimentación de la planta es el  $H_2S$  proveniente de las plantas de "endulzamiento" de gas.

En refinерías, la carga puede provenir de plantas de recuperación de  $H_2S$  y de Strippers de aguas ácidas, en las cuales además de traer  $H_2S$  la carga contiene  $NH_3$ .

El amoníaco, al igual que el ácido sulfhídrico, se quema en el horno,

pero la presencia del mismo obliga a que el horno opere a mayores temperaturas; mientras en el proceso habitual el horno trabaja a 1.200 °C, en presencia de amoníaco se debe llegar hasta 1.500 °C.

En el caso de que las temperaturas del horno no sean lo suficiente para que el amoníaco se transforme en  $N_2 + H_2O$ , ese amoníaco remanente forma sales complejas de hierro ( $Fe(NH_4)SO_4$ ) que envenenan el catalizador.

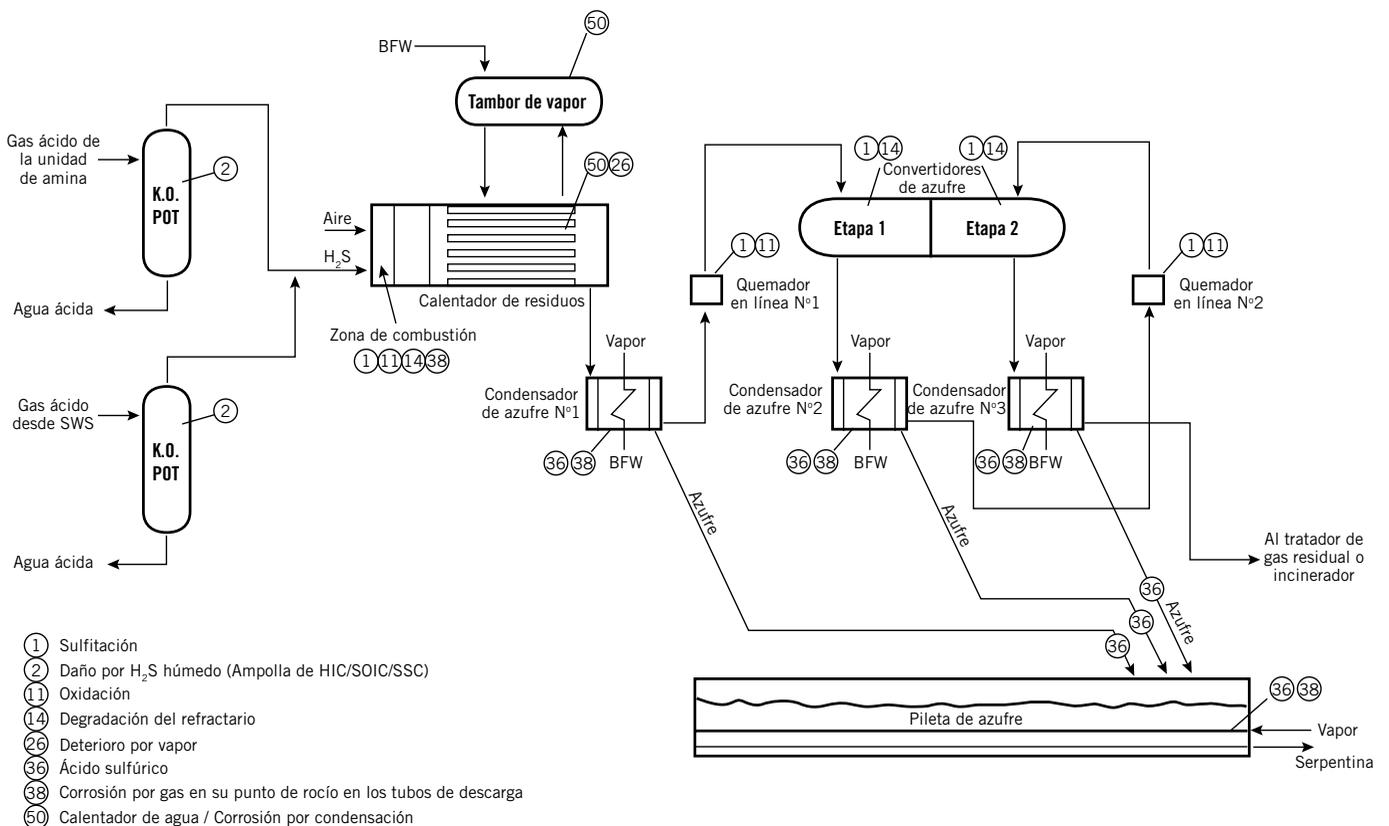
Abajo se presenta un esquema típico de una unidad Claus, con los mecanismos de daño potenciales, según API RP 571.

## Desarrollo

A continuación se presenta un resumen del estudio de IBR realizado para las plantas HDS y Claus.

## Planta Claus

Si bien esta planta maneja un fluido de carga muy corrosivo, la mayoría de los equipos son de acero al carbono.





# IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

**IAPG** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina.  
3 al 7 de Noviembre 2014

## Rompiendo Paradigmas

Foto: Rafael Fernández Poce  
Diseño: Rodrigo Isobay de Filippini

organiza



Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas  
Maipú 639 (C1006ACG), Buenos Aires, Argentina.  
congresos@iapg.org.ar  
www.iapg.org.ar

auspician institucionalmente



**EAGE**

EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOLOGICAL ENGINEERS

Mendoza Turismo



Shale en ARGENTINA  
shaleenargentina.org.ar

<b>1. Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl)</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> no	¿Contiene el proceso Ácido Clorhídrico (HCl)?	
<input type="radio"/> si	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (Incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
<input type="radio"/> si	¿Es el pH < 7.0?	
<b>2. Corrosión por Ácido Nitrúrico / Sulfúrico a altas temperaturas</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> si	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
<input type="radio"/> no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<b>3. Corrosión H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> a altas temperaturas</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> si	¿Contiene el proceso Ácido Sulfúrico (H <sub>2</sub> S) e Hidrógeno?	
<input type="radio"/> no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<b>4. Corrosión por Ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> no	¿Contiene el proceso Ácido Sulfúrico (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )?	
<b>5. Corrosión por Ácido fluorhídrico (HF)</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> no	¿Contiene la corriente de proceso Ácido fluorhídrico (HF)?	
<b>6. Corrosión por agua ácida</b>		Susceptible
<input type="radio"/> si	¿Se encuentra agua con H <sub>2</sub> S presente?	
<b>7. Corrosión por aminas</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<b>8. Oxidación a altas temperaturas</b>		No Susceptible
<input type="radio"/> no	¿Es la temperatura > 900°F (480°C)?	
<input type="radio"/> no	¿Hay oxígeno presente?	

**Corrosión por agua ácida (Punto 6 precedente)** Susceptible

si ¿Se encuentra agua con H<sub>2</sub>S presente?

Factor Kp - Concentración de NH<sub>4</sub>S (wt%) 0.41-1.0 - 8-20 mt%

Velocidad de la corriente < 10 fps (3.0 m/s)

Velocidad de corrosión (estimada) 30 mpy  
0.76 mm/año

Tipo de adelgazamiento General

Tabla 1. Preguntas guía pérdida de espesor.

Según API RP 581 y API RP 571, los posibles mecanismos de daño en esta planta son los siguientes:

- Corrosión por H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> a altas temperaturas.
- Corrosión por aguas ácidas.
- Creep (termofluencia lenta).

- Corrosión bajo tensión por H<sub>2</sub>S húmedo.
- Corrosión bajo depósito.
- Daño en recubrimiento interno.
- Daño externo.
- Daño en la aislación.
- Fractura frágil.
- Daño por hidrógeno.

En esta planta, el receptor separador de gotas del gas ácido de entrada resultó de riesgo medio alto (2E). En las tablas 1-3 se presentan las preguntas guía para evaluar la susceptibilidad a los daños propuestos en la metodología IBR (API RP 581) para este equipo en particular.

Como resultado de los análisis arriba expuestos, se obtiene el subfactor módulo técnico (TMSF), que es una probabilidad relativa a la probabilidad genérica de falla. Se busca que este factor resulte menor a 10 para mantener la probabilidad de falla del equipo dentro del orden de magnitud de la probabilidad genérica de falla. Los factores que afectan el valor de TMSF son la frecuencia y efectividad de las próximas inspecciones.

En la tabla 4 se muestra el resumen del TMSF para los diferentes tipos de daño y el TMSF SUMA.

Se puede notar que, en este equipo, la pérdida de espesor (*Thinning*) resulta un factor crítico. Además, según la experiencia del personal de operaciones, si la temperatura de este equipo queda por debajo de 80 °C, se forman las sales de amonio que envenenan los catalizadores.

La concentración de sales de amonio también tiene un impacto directo en la velocidad de corrosión (ver tabla 1), con lo cual resulta un punto de alta criticidad, motivo por el que se decidió modificar el diseño y colocar una alarma de baja temperatura.

Es importante tener en cuenta que los equipos de esta planta contienen un fluido letal, donde un escape puede tener consecuencias catastróficas.

Del análisis realizado a los hornos

## Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream

- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología

- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar

de esta planta, surgió que la condición del refractario es crítica para mantener la integridad del equipo, ya que el material de construcción no soportaría las altas temperaturas a las que opera el horno (debido a la exotermia de la reacción Claus). En el plan de inspección, se agregó una termografía anual, con lo cual es posible monitorear la condición del refractario sin la necesidad de ingresar al horno. También es crítica la aislación donde el horno reactor limita con el sector del *Waste Heat Boiler*, ya que si esta falla, los tubos se verían afectados seriamente por el choque térmico.

En la tabla 5 se muestra el valor de TMSF del horno, con el refractario en buen estado.

Si se produce una falla en el refractario del horno, el metal base tendría que soportar la temperatura de trabajo del horno (superior a 1.200 °C), y se debería agregar el daño por adelgazamiento y *creep*, con lo cual el valor del TMSF sería de 24334. Es decir, hablando en términos de probabilidad de falla, que la probabilidad genérica de falla se multiplicaría por 24334, o sea, aumentaría 4 órdenes de magnitud.

Un punto crucial para conservar la integridad de los equipos y las líneas de las plantas de recuperación de azufre es mantener un control estricto en la temperatura del *tracing* de las cañerías, a fin de mantener la temperatura por encima de la temperatura de rocío del H<sub>2</sub>S, dado que si el ácido pasa al estado líquido, las velocidades de corrosión en acero al carbono se incrementan en forma considerable.

## Planta de hidrodesulfurización

La planta de hidrotratamiento de gasoil se analizó siguiendo los lineamientos planteados por el IBR.

Según API RP 581 y API RP 571, los posibles mecanismos de daño en esta planta son los siguientes:

- Corrosión por H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> a altas temperaturas.
- Fractura frágil por revenido.
- Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos (PTA).
- Corrosión generalizada (adelgazamiento).
- Corrosión por aminas.
- Corrosión por H<sub>2</sub>S húmedo (águas ácidas).

<b>1. Fisuración caustica</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio productos causticos en alguna concentración?	
<b>2. Fisuración por Aminas</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<b>3.1 SSC-H2S 3.2 SOHC-H2S</b>		<b>Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> si	¿El medio contiene agua y H <sub>2</sub> S?	
<b>4. Fisuración por Carbonatos</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio agua con un pH > 7,5?	
<b>5. Fisuración por Ácidos politiónicos (PTA)</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?	
<input type="checkbox"/> si	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?	
<b>6. Fisuración por Corrosión bajo tensión por Cloruros (CISCC)</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto o potencialmente expuesto a cloruros y agua? (Ver Nota)	
<input type="checkbox"/> si	¿La temperatura de operación se encuentra entre 100°F (37,8°C) y 300°F (148,9°C)?	
<b>7. Fisuración bajo tensión por H<sub>2</sub> 7.1 HSC-HF 7.2 HIC/SOHC-HF</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto a ácido fluorhídrico (HF)?	

SSC/HIC/SOHC (Punto 3 precedente)

**Susceptible**

<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?
<input type="checkbox"/> si	¿El medio contiene agua y H <sub>2</sub> S?

3.1 - Acción del sulfuro: "cracking" bajo tensión

Presencia de agua (Startup, Shutdown, Upset)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Contenido de H <sub>2</sub> S en Agua	> 10.000 ppm
pH del Agua	5,5 a 7,5
Máxima Dureza Brinell	< 200
Presencia de Cianidas	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Alivio de tensiones (E): PWHT?	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Susceptibilidad	<b>Hot Susceptibility</b>

3.2 - Inducción de "Cracking" por hidrógeno y "Cracking" por hidrógeno inducido por esfuerzos orientados en servicios de Sulfuro de Hidrógeno (HIC/SOIC-H<sub>2</sub>S)

Presencia de agua (Startup, Shutdown, Upset)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Contenido de H <sub>2</sub> S en Agua	> 10.000 ppm
pH del Agua	5,5 a 7,5
Contenido de Azufre en la placa de acero	0,002-0,01% S
Presencia de Cianidas	<input type="radio"/> SI <input checked="" type="radio"/> NO
Alivio de tensiones (E): PWHT?	<input type="radio"/> SI <input checked="" type="radio"/> NO
Forma del producto utilizado p/ la fabricación	<input checked="" type="radio"/> PLATE <input type="radio"/> PIPE
Susceptibilidad	<b>Low Susceptibility</b>

Tabla 2. Preguntas guía corrosión bajo tensión.

**1. Fractura frágil por Baja Temperatura / Baja Tenacidad** No Susceptible

sí ¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?

sí ¿Conoce la MDMT?

no ¿Puede la temperatura de operación estar por debajo de la MDMT? (Ver nota)

**2. Fragilización por revenido** No Susceptible

no ¿Es el material un acero 1 1/2 Cr-1/2 Mo, 2 1/2 Cr-1/2 Mo o 3 Cr-1 Mo?

no ¿La temperatura de operación está entre 650°F (343°C) y 1070°F (575°C)?

**3. Fragilización a 885°F (474°C)** No Susceptible

no ¿Es el material un acero inoxidable ferrítico con alto contenido de cromo (>12%)?

no ¿La temperatura de operación está entre 700°F (371°C) y 1050°F (565°C)?

**4. Fragilización por Fase Sigma** No Susceptible

no ¿Es el material un acero inoxidable austenítico?

no ¿La temperatura de operación está entre 1100°F (593°C) y 1700°F (927°C)?

Tabla 3. Preguntas guía fractura frágil.

SUMAR:  Thinning  SCC  HTHA  F.Tube  M.Fatig.  B.Fract.  Lining  Ext.Dam

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		ME		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	1	1	1	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	3	3
2013	1	1	1	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	3	3
2014	1	2	2	2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	4	5
2015	36	66	3	3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	40	71
2016	140	449	1	5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	142	455
2017	185	587	2	6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	188	593
2018	135	711	3	7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	139	720
2019	186	857	5	9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	191	867
2020	378	2046	1	10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	380	2057
2021	529	2376	2	11	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	532	2389
2022	525	2707	3	13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	529	2721
2023	791	3101	5	14	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	796	3116
2024	#N/A	#N/A	1	15	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	#N/A	#N/A
2025	#N/A	#N/A	2	17	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	2	#N/A	#N/A
2026	#N/A	#N/A	3	18	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	3	#N/A	#N/A
2027	#N/A	#N/A	5	20	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	5	#N/A	#N/A
2028	#N/A	#N/A	1	21	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	8	#N/A	#N/A
2029	#N/A	#N/A	2	23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	13	#N/A	#N/A
2030	#N/A	#N/A	3	24	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	2	27	#N/A	#N/A
2031	#N/A	#N/A	5	26	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	2	41	#N/A	#N/A

Tabla 4. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total – Equipo: receptor separador de gotas.

SUMAR:  Thinning  SCC  HTHA  F.Tube  M.Fatig.  B.Fract.  Lining  Ext.Dam

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		ME		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1	N/A	N/A	1	1
2013	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1	N/A	N/A	1	1
2014	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	2	N/A	N/A	2	2
2015	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	4	4
2016	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	9	N/A	N/A	1	9
2017	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	16	N/A	N/A	1	16
2018	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	30	N/A	N/A	2	30
2019	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	53	N/A	N/A	4	53
2020	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	89	N/A	N/A	1	89
2021	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	146	N/A	N/A	1	146
2022	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	230	N/A	N/A	2	230
2023	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	351	N/A	N/A	4	351
2024	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	518	N/A	N/A	1	518
2025	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	738	N/A	N/A	1	738
2026	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	1017	N/A	N/A	2	1017
2027	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	1358	N/A	N/A	4	1358
2028	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1758	N/A	N/A	1	1758
2029	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	2209	N/A	N/A	1	2209
2030	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	2697	N/A	N/A	2	2697
2031	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	3000	N/A	N/A	4	3000

Tabla 5. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total – Equipo: hornos.

- Corrosión bajo tensión por H<sub>2</sub>S (SSC, HIC, SOHIC).
- Daño a la aislación / Daño externo / Corrosión bajo aislación.
- Fractura frágil.
- Degradación recubrimiento interno.
- Ataque por hidrógeno a alta temperatura (HTHA).
- Oxidación a altas temperaturas.

En esta planta, el reactor resultó de riesgo alto (3E). En las tablas 6-8 se presentan las preguntas guía para evaluar la susceptibilidad a los daños propuestos en la metodología IBR (API RP 581) para este equipo en particular.

En la tabla 9 se muestra el resumen del TMSF para los diferentes tipos de daño y el TMSF SUMA.

En equipos que poseen recubrimiento interno o *clad*, el método de análisis es estudiar la condición del recubrimiento en las condiciones de operación, y luego analizar el equipo como si no poseyera el recubrimiento interno.

El método requiere la comparación de ambas situaciones, eligiendo el daño de menor valor de TMSF, ya que si el *lining* tiene un TMSF menor al *Thinning*, esto indica que el recubrimiento interno está en buenas condiciones y que el fluido de proceso no tiene contacto con el metal base, por lo cual no será necesario tener en cuenta la pérdida de espesor. Si, por el contrario, el TMSF del recubrimiento es alto, esto indica que el recubrimiento se encuentra en malas condiciones y que posiblemente el fluido de proceso se ponga en contacto con el metal base y este se corroa.

En este caso, se tiene en cuenta

<b>1. Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl)</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Ácido Clorhídrico (HCl)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Es el pH < 7,0?	
<b>2. Corrosión por Ácido Nitrénico / Sulfúrico a altas temperaturas</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
<input type="checkbox"/> si	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<b>3. Corrosión H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> a altas temperaturas</b>		Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿Contiene el proceso Ácido Sulfúrico (H <sub>2</sub> S) e Hidrogeno?	
<input type="checkbox"/> si	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<b>4. Corrosión por Ácido Sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Ácido Sulfúrico (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )?	
<b>5. Corrosión por Ácido Fluorhídrico (HF)</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene la corriente de proceso Ácido fluorhídrico (HF)?	
<b>6. Corrosión por agua ácida</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra agua con H <sub>2</sub> S presente?	
<b>7. Corrosión por aminas</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<b>8. Oxidación a altas temperaturas</b>		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Es la temperatura > 500°F (480°C)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Hay oxígeno presente?	

Corrosión H<sub>2</sub>S / H<sub>2</sub> a altas temperaturas (Punto 3 precedente) Susceptible

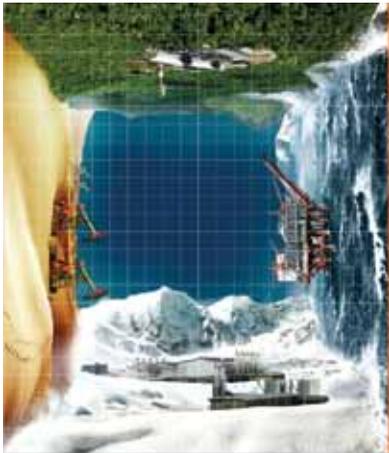
<input type="checkbox"/> si	¿Contiene el proceso Ácido Sulfúrico (H <sub>2</sub> S) e Hidrogeno?
<input type="checkbox"/> si	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?

Material de construcción	Aceros al carbono - Acero 1.1/4% y 2.1/4% Cr
Temperatura	651-700°F (344-371°C)
Contenido de H <sub>2</sub> S en la corriente (% molar)	> 1
Tipo de Hidrocarburo presente	<input type="radio"/> NAFTA <input checked="" type="radio"/> GAS OIL
Velocidad de corrosión (estimada)	61 mpy 1.55 mm/año
Tipo de adelgazamiento	General

Tabla 6. Preguntas guía pérdida de espesor.

el valor de TMSF correspondiente al metal base, dado que el *lining* no es resistente al medio.

El mecanismo de fractura frágil no puede ser controlado mediante actividades de inspección, por lo que se



## POTENCIAMOS LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS - EN CUALQUIER PARTE DEL MUNDO

Wärtsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6% de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente.

Lea más en [www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)



ENERGY  
ENVIRONMENT  
ECONOMY



Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA - Tel. (011) 4555 1331 [info.argentina@wartsila.com](mailto:info.argentina@wartsila.com)

<b>3. Fisuración caústica</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio productos caústicos en alguna concentración?	
<b>4. Fisuración por Aminas</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<b>1.1 SSC-H2S 3.2 SOHIC-H2S</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿El medio contiene agua y H <sub>2</sub> S?	
<b>4. Fisuración por Carbonatos</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio agua con un pH > 7.5?	
<b>5. Fisuración por Ácidos politiónicos (PTA)</b>		<b>Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?	
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?	
<b>6. Fisuración por Corrosión bajo tensión por Cloruros (CISCC)</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto o potencialmente expuesto a cloruros y agua? (Ver Nota)	
<input type="checkbox"/> no	¿La temperatura de operación se encuentra entre 100°F (37 °C) y 300°F (148,9°C)?	
<b>7. Fisuración bajo tensión por H<sub>2</sub></b> <b>1.1 HSCHE 1.2 HIC/SOHIC-HE</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a ácido fluorhídrico (HF)?	

**Fisuración por ácidos politiónicos (PTA) (Punto 5 precedente) Susceptible**

<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?

Expuesto a S, O<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O (Operation, Shutdown, etc)  SI  NO

Material de Construcción:

Historia Térmica del material:

Máxima Temperatura de Operación:  <= 800°F  > 800°F

Protección en paradas (NACE RP 0170)  SI  NO

Susceptibilidad: Low Susceptibility

Tabla 7. Preguntas guía corrosión bajo tensión.

<b>1. Fractura frágil por Baja Temperatura / Baja Tenacidad</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Conoce la MDMT?	
<input type="checkbox"/> no	¿Puede la temperatura de operación estar por debajo de la MDMT? (Ver nota)	
<b>2. Fragilización por revenido</b>		<b>Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> sí	¿Es el material un acero 1 ½ Cr-1/2 Mo, 2 ½ Cr-1/2 Mo o 3 Cr-1 Mo?	
<input type="checkbox"/> sí	¿La temperatura de operación está entre 650°F (343°C) y 1070°F (575°C)?	
<b>3. Fragilización a 885°F (474°C)</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> no	¿Es el material un acero inoxidable ferrítico con alto contenido de cromo (>12%)?	
<input type="checkbox"/> sí	¿La temperatura de operación está entre 700°F (371°C) y 1050°F (565°C)?	
<b>4. Fragilización por Fase Sigma</b>		<b>No Susceptible</b>
<input type="checkbox"/> sí	¿Es el material un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿La temperatura de operación está entre 1100°F (593°C) y 1700°F (927°C)?	

Datos reportados a la fecha:

Presión de operación:  kgf/cm<sup>2</sup>

Temperatura de operación:  °C

Especificación y Grado del material de construcción:

Normalizado:  SI  NO

Espesor:  mm

Tratamiento Post Soldadura (PWHT):  SI  NO

Tiempo en el servicio actual:  años

Año de entrada en el actual servicio:

Control administrativo para el manejo de condiciones Upsets:  SI  NO

recomienda que se tomen medidas preventivas, tales como la despresurización del equipo antes de la parada del mismo. En el plan de inspección de aquellos equipos que presentan este modo de falla se especificó esta recomendación y se realizó la modificación correspondiente en el manual de operaciones.

Del análisis realizado surgió la recomendación de realizar la protección en paradas según NACE RP 0170, para disminuir o eliminar la susceptibilidad a la corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos.

La práctica recomendada por la NACE RP 0170 indica las acciones a realizar para proteger los equipos frente a la acción de los ácidos politiónicos. Se pueden realizar distintos procedimientos, que dependen del equipo a proteger y sus condiciones de servicio: protección con purga de nitrógeno, protección por lavado con Soda Ash y protección usando aire seco.

Adicionalmente, en el análisis se encontró que otro punto crítico de la planta eran los aerofriadores de efluente del reactor. Debido a la alta velocidad de corrosión esperada en los mismos, se definió realizar una toma de espesores *baseline* en todos los tubos que se tenga acceso, cuando los mismos se encuentren a la temperatura de trabajo. Se recomendó realizar mediciones de espesor en servicio en forma anual. De este modo, se podrá obtener la velocidad de corrosión real del equipo en un corto tiempo.

## Conclusiones

Si bien el análisis por IBR fue desarrollado para plantas que están en funcionamiento, surge ante la necesidad un nuevo concepto: el de diseño basado en riesgo.

De esta forma, respetando los lineamientos de la API RP 580/581, se analizaron equipos que están en su etapa de diseño.

Así, fue posible determinar ciertas modificaciones tanto al diseño mecánico como al manual de operaciones. Esto permitirá que, cuando la planta entre en régimen, disminuya la susceptibilidad a ciertos daños a través de la inspección, o permitirá el monitoreo de los mismos y, por consiguiente, se disminuirá el riesgo.

**Análisis de fractura frágil por Fragilización por revenido**

Temperatura de ensayo de impacto o MDMT  °C  
 Min.temp. de oper. (condic. normales y/o upsrets) o temp.de diseño  °C

Fuente para el calculo de DFATT (En orden decreciente en precision)

1. Análisis de ingeniería o ensayos actualizados de muestras del metal  °C

2. A partir del DFATT determinado en el test SCE  
 DFATT determinado en el test SCE  °C  
 Horas en servicio a la fecha  horas  
 DFATT actual en servicio  °C

3. A partir de la composición química y del Factor J  
 Composición química del acero

<input type="text" value="0,63"/>	% Si
<input type="text" value="0,47"/>	% Mn
<input type="text" value="0,00"/>	% P
<input type="text" value="0,01"/>	% Sn
<input type="text" value="1,03"/>	
<input type="text" value="-28,55"/>	°C

Factor J (Calculado a partir de la Comp. Quím. del acero)  
 DFATT calculado a partir del Factor J

4. Se adopta de manera conservadora un valor de 150°F.

DFATT Adoptado

DFATT Adoptado  °C

TMSF\_Fractura frágil por Fragilización por revenido

Tabla 8. Preguntas guía fractura frágil.

SUMAR:  Thinning  SCC  HTHA  F.Tube  M.Faag.  B.Fract.  Lining  Ext.Dem

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		MF		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	2	2	50	50	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	56	56
2013	2	2	107	107	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	113	113
2014	2	2	167	167	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	173	173
2015	2	2	230	230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	236	236
2016	2	4	5	294	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	11	301
2017	6	12	11	359	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	20	374
2018	32	62	17	425	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	53	491
2019	155	291	23	492	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	182	787
2020	194	662	2	561	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	200	1226
2021	269	870	4	829	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	277	1504
2022	317	985	7	699	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	320	1668
2023	355	1104	9	759	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	368	1817
2024	203	1226	1	840	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	208	2072
2025	236	1340	2	911	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	242	2255
2026	274	1435	3	983	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	281	2423
2027	316	1548	5	1056	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	324	2608
2028	243	1689	1	1128	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	248	2822
2029	293	1832	2	1202	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	295	3038
2030	350	1975	3	1275	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	357	3255
2031	409	2118	5	1349	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	417	3472

Tabla 9. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total. Equipo: reactor.

De los análisis semicuantitativos realizados, surgen planes de inspección a medida de cada equipo. Por

ejemplo, en equipos donde la pérdida de espesor sea un factor determinante de su integridad mecánica, se solicita-

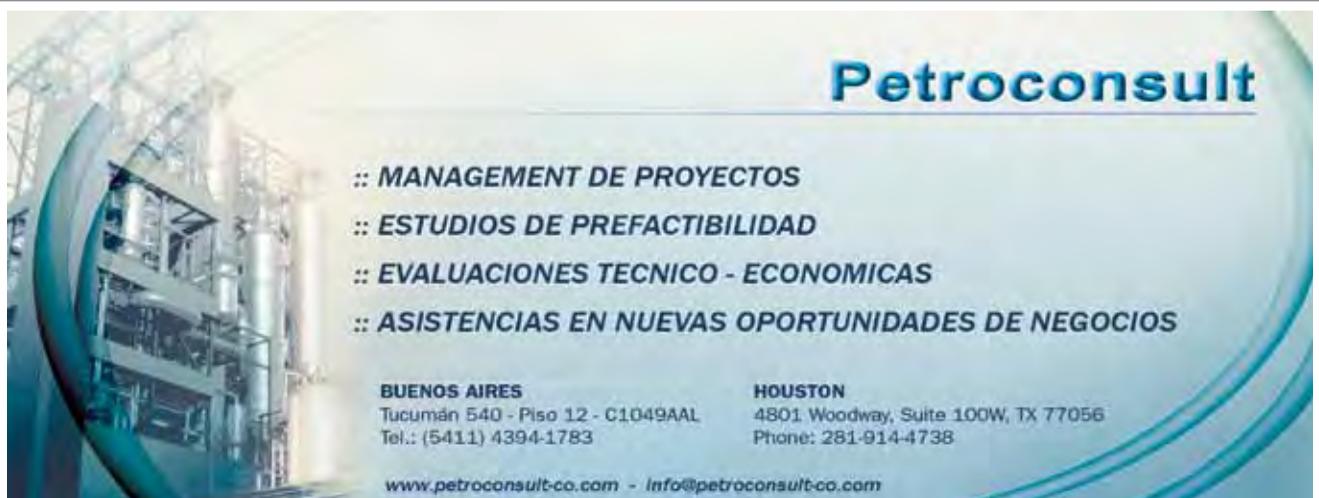
ron ventanas de inspección a fin de monitorear el proceso corrosivo sin necesidad de la salida de servicio de los mismos.

También aparecen recomendaciones para operaciones y mantenimiento para los daños que no se pueden gestionar a partir de la inspección, como por ejemplo la fractura frágil, o instrucciones para la salida de servicio para evitar el ataque por ácidos politiónicos.

La optimización de las inspecciones de un equipo se puede plantear, como en el presente trabajo, también en equipos que forman parte de un proyecto durante la etapa de diseño, estudiando sistemáticamente los mecanismos de degradación asociados a su servicio. De esta manera, es posible comenzar con la operación de una planta conociendo sus puntos críticos relacionados con la integridad y, adicionalmente, tomar acciones en la etapa de diseño, que redunden en evitar problemas a los largo de la vida útil de la misma. La ventaja de realizar el análisis antes de la construcción de la planta es la posibilidad de hacer cambios en el diseño que eviten complicaciones a la hora que la planta esté en plena producción. ■

**Referencias**

- API RP 580 "Risk Based Inspection", 1ª ed. mayo de 2002, American Petroleum Institute.
- API RP 580 "Risk Based Inspection Technology", 2ª ed. septiembre de 2008, American Petroleum Institute.
- API RP 571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry", 1ª ed. diciembre de 2003, American Petroleum Institute.



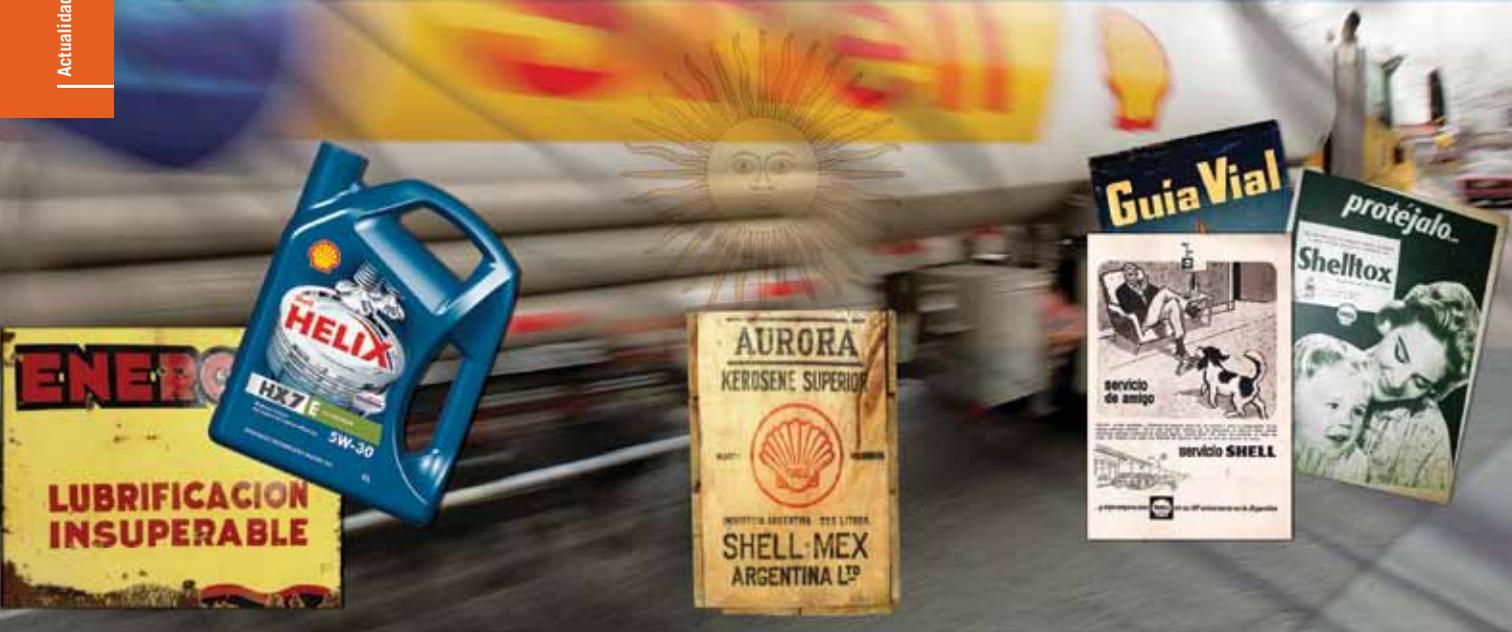
**Petroconsult**

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

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

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

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



# Shell cumple un siglo en la Argentina

Por **Eugenia Stratta**

Gerente de Biblioteca e Información Técnica del IAPG.

**Un vistazo a los últimos cien años de la compañía de origen holandés en el país, lo que también es un repaso de la industria de los hidrocarburos, prácticamente desde sus inicios.**

**E**n los prósperos años de la Segunda Revolución Industrial, miles de emprendedores, alimentados por la ilusión del progreso científico y tecnológico indefinido, se lanzaron a la aventura de crear nuevas empresas, con la esperanza de ser protagonistas de un crecimiento económico también indefinido. Muchos emprendimientos quedaron en el camino, pero algunos se convirtieron, a lo largo del siglo XX, en grandes empresas transnacionales. Tal es el caso de Shell, nacida en 1892 como una compañía transportadora de combustibles, creada por los hermanos Samuel, que hoy opera en una centena de países de todos los continentes, incluido el nuestro.

Shell es hoy una empresa centenaria en Argentina. El 10 de septiembre de 1914, en los días en que estallaba la Primera Guerra Mundial, recaló en el puerto de Buenos Aires el San Melito, en ese entonces el buque petrolero más grande del mundo. Traía productos destinados a la primera subsidiaria de la Royal Dutch Shell en nuestro país, la *Anglo Mexican Petroleum Products Co*, que posteriormente adoptaría otras denominaciones como Shell Mex y Shell Argentina LTD, antecesoras de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A.

A pocos meses de la llegada del San Melito, se construyó en Dock Sud una batería de tanques para almacenar combustibles industriales, a la que seguiría poco tiempo después una red de cañerías para su distribución y la apertura de depósitos y sucursales en Rosario, Puerto Galván y otros emplazamientos. Simultáneamente, comenzó a operar una pequeña flota de buques cisterna que abastecía a los navíos que cada día arribaban al puerto de Buenos Aires, dando así los primeros pasos en la comercialización de productos petroleros en Argentina.

En 1917 la compañía anglo-holandesa comenzó las gestiones para obtener un permiso de exploración y explotación en la Cuenca del Golfo de San Jorge, en un área de 9.406 hectáreas, situadas en torno al kilómetro 27 del ferrocarril que unía Comodoro Rivadavia con Colonia Sarmiento, que obtuvo finalmente en 1921.

Todo esto sucedía en las primeras décadas del siglo pasado, cuando Buenos Aires y otras ciudades argentinas crecían aceleradamente, pero conservaban un fuerte toque de ruralidad marcado por la tracción a sangre. Si bien había ferrocarriles, tranvías eléctricos y líneas de subterráneos, el transporte de mercaderías y personas todavía tenía una fuerte dependencia de los caballos que arrastraban modestos carros de lecheros, panaderos o carniceros y coches más elegantes para movilidad personal o para transporte fúnebre. Esa realidad empezó a transformarse a principios de la década del '20, cuando el mundo occidental trataba de superar los dolores de la primera gran guerra y se iniciaba un período de relativa prosperidad. En las ciudades argentinas la demanda de combustibles crecía de la mano del parque automotor, la iluminación urbana y el incipiente desarrollo industrial. Shell estaba por entonces preparada para ser una protagonista importante en la industria petrolera argentina en todas sus etapas: el *upstream*, el transporte, la refinación y la comercialización de subproductos.

## Diadema y el *upstream*

Desde 1921 Shell encaró los trabajos de exploración en las cercanías de Comodoro Rivadavia. Cuatro años después comenzó la explotación en el pozo A-1 de Diadema Argentina, el nombre con que la empresa operaba en el *Upstream*. En 1928 realizó los primeros envíos de crudo propio a Buenos Aires, iniciando un proceso de crecimiento ininterrumpido de la producción, que debió acelerarse para sustituir las importaciones, prácticamente paralizadas durante la Segunda Guerra Mundial.

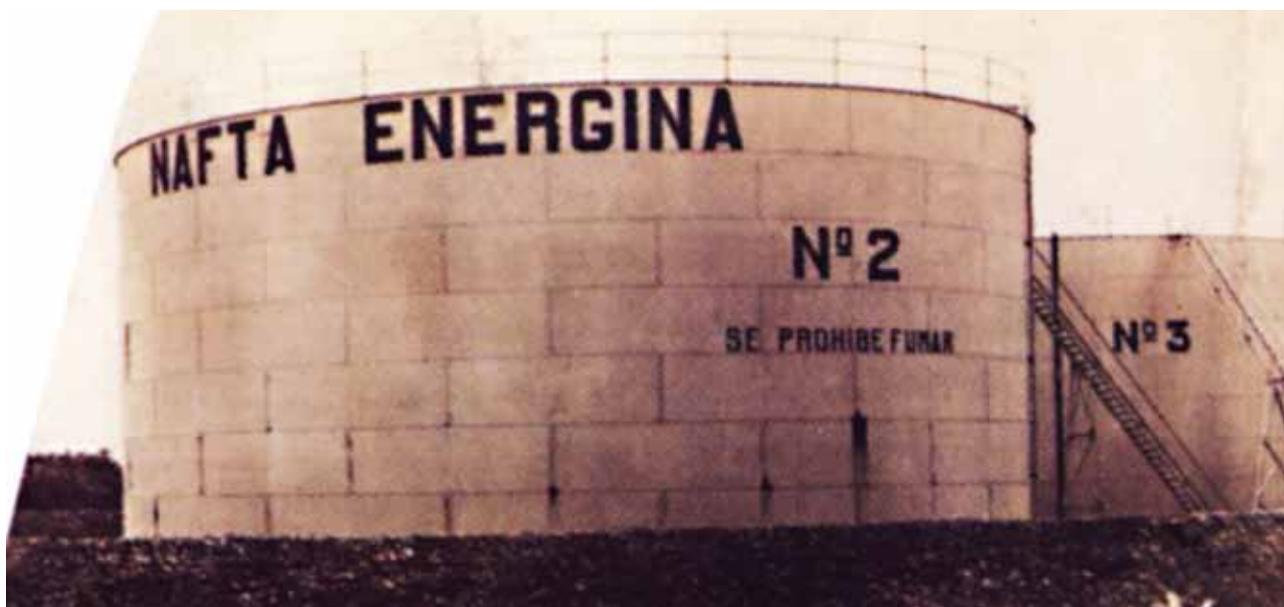
Simultáneamente a esta trayectoria de producción nació y creció el poblado de Diadema, constituido inicialmente por un campamento con edificaciones de chapa, y convertido en pocos años en un pueblo organizado en torno a la actividad de la empresa y a las necesidades de los trabajadores

y de sus familias. Inicialmente, se construyeron las oficinas administrativas, terminadas en 1924, junto con viviendas para empleados administrativos y personal jerárquico en el llamado Barrio Central, que era además el centro comercial de pueblo. Allí había un club o casino de empleados que tenía cine y biblioteca y albergaba a un grupo de teatro vocacional. También en 1924 se habilitó la sala de primeros auxilios, reemplazada diez años después por un hospital. En 1932 se inauguró una escuela primaria y comenzó a levantarse un barrio para obreros casados con edificaciones de ladrillo calcáreo, que aún hoy se conservan en buen estado. Para los obreros solteros se construyeron pabellones de 20 habitaciones con baños internos, pisos de madera y estufas a gas, que reemplazaron a los galpones donde se habían alojado en los primeros años. En 1933 se fundó el Club Argentino Diadema, con un equipo de fútbol que participaba en torneos locales. El campamento contaba además con canchas de tenis, de básquet y de *bowling*, con un campo de golf y con una pileta climatizada construida en 1952, que se conserva en buen estado.

En 1950, el Yacimiento Diadema cumplía 25 años, alcanzando un volumen de 11.500.000 m<sup>3</sup> de petróleo producidos. En 1955 se perforó un pozo exploratorio de 3.872 metros, el más profundo hasta ese momento en la Cuenca del Golfo San Jorge, que no resultó exitoso. En los años siguientes disminuyó el ritmo de la perforación y, finalmente en 1977, se vendió el Yacimiento Diadema, que había producido un total de 21 millones de metros cúbicos de petróleo y contaba con 676 pozos activos de los 777 que se habían perforado a lo largo de su historia.

La empresa concentró la mayoría de sus actividades en el *downstream*, pero sin abandonar totalmente la participación en exploración y producción. Desde 1978 adquirió derechos de exploración y explotación en áreas de riesgo costa afuera en Río Gallegos, Magallanes y San Jorge, así como en un área de 11.000 kilómetros cuadrados en la zona de Bermejo, San Juan, donde se utilizó, por primera vez en el país, tecnología digital que registraba electrónicamente vibraciones durante la prospección. También participó del Plan Houston con cinco áreas de riesgo y del Plan Argentina, iniciado en 1992, con áreas en la Cuenca Colorado Marina, frente a la costa de la provincia de Buenos Aires. En esta cuenca perforó, en asociación con otras empresas, un pozo exploratorio destinado a investigar las posibilidades de una extensa estructura geológica. Poste-





riormente, estuvo presente en la Cuenca Noroeste, con una participación en el Yacimiento Acambuco, operado por la empresa PanAmerican Energy LLC.

Actualmente, la empresa concentra su mirada en la Cuenca Neuquina. A través de su filial O&G Developments, participa junto a Gas y Petróleo del Neuquén en la exploración de tres áreas atravesadas por la Formación Vaca Muerta: Sierras Blancas, Águila Mora y Cruz de Lorena. El 7 de marzo de 2013 Shell inauguró en Sierras Blancas su primera perforación horizontal para encontrar petróleo de reservorios no convencionales, y un par de días después completó el segundo. Dos meses después, la empresa informó sobre un descubrimiento de hidrocarburos en el pozo SHE.Nq.SB.x-1002 (h) que habría producido, por un orificio de 3 mm, 130 m<sup>3</sup> (817 barriles) de petróleo liviano (37° API) y 8.284 m<sup>3</sup> de gas en un lapso de dos días. Entre abril de 2013 y mayo de 2014 la producción Sierras Blancas es de un promedio mensual de 916 m<sup>3</sup> de petróleo y 64.700 m<sup>3</sup> de gas. En agosto de 2013 entró en producción Águila Mora, cuyo promedio mensual es de 703 m<sup>3</sup> de petróleo y 198.000 m<sup>3</sup> de gas, en tanto Cruz de Lorena, que debutó en marzo de este año, alcanzó un promedio de 1.589 m<sup>3</sup>/mes de petróleo y 127.900 m<sup>3</sup>/mes de gas.

## Dock Sud y el *downstream*

Desde 1914 Shell comercializaba combustibles importados abasteciendo a industrias que crecían lenta pero sostenidamente, y a un parque automotor que pasaba de 48.000 unidades en 1920 a más de 420.000 unidades en 1940. La Refinería Shell Buenos Aires, nacida en el mes de mayo de 1931 con una capacidad de procesamiento de mil toneladas diarias de crudo, atendería progresivamente las nuevas demandas. A las dos unidades de destilación primaria iniciales se agregaron, durante su primera década de vida, instalaciones de conversión térmica y de reformación de naftas, una fábrica de asfaltos y una planta de tratamiento de gases. En los años 40 aparecieron nuevas líneas de emulsión asfáltica y de producción de grasas.

En las décadas posteriores se realizaron sucesivos pla-

nes de ampliación e incorporación de nuevas tecnologías para asegurar los estándares de calidad. En 1956 la refinería cumplió sus primeros 25 años, con una capacidad de refinación de 100.000 toneladas, cinco veces mayor que la original y con la primera planta del país de refinación con furfural, destinada a producir aceites básicos para la elaboración de lubricantes. En 1963 se renovó la unidad de destilación primaria con una chimenea de hormigón de 80 metros, única en su tipo. Le siguieron otra similar para la unidad de destilación al vacío y una tercera de la nueva unidad de craqueo catalítico. Estas instalaciones estuvieron en peligro por una fuerte sudestada que rompió las defensas instaladas en las costas circundantes, provocando una gran inundación que alcanzó a las zonas industriales y residenciales. Para evitar la reiteración del problema, se reforzaron las defensas y se instalaron bombas de desagote al estilo de las usadas en los *polders* holandeses.

Entre 1967 y 1971 se encaró un plan maestro de ampliación y remodelación, que incluyó nuevas unidades de destilación atmosférica de crudos, hidrotreamiento de naftas y kerosene, polimerización y alquilación, reformado de naftas, conversión de gases y otros procesos, así como una unidad reductora de viscosidad y un complejo de lubricantes y asfaltos. Todas estas instalaciones continuaron siendo modificadas y actualizadas en forma permanente durante los años posteriores hasta nuestros días. Al mismo tiempo, se incorporaron tecnologías destinadas al ahorro energético, a la reducción progresiva de emisiones gaseosas y a la descarga de residuos, incluyendo unidades de tratamiento de efluentes líquidos, de reducción de dióxido de azufre y aguas agrias. Desde 1996 la Refinería está certificada bajo la norma ISO 14001, siendo la primera en Argentina y la tercera en el mundo en lograr esa certificación. Posteriormente, una nueva planta de Desulfurización de Gasoil permitió que la Refinería Shell Buenos Aires fuera la primera en Argentina capaz de producir localmente el gasoil de bajo azufre comercializado conforme a la norma Euro 4 (máximo 50 ppm de azufre) y Euro 5 (máximo 10 ppm de azufre).

Shell cuenta además con otras instalaciones, entre ellas la Planta Sola, ubicada en la ciudad de Buenos Aires, en el barrio de Barracas, destinada a la elaboración de lubrican-

**Oil & Gas**  
**PATAGONIA 2014**  
**ENERGÍA** 

EXPOSICIÓN DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO,  
DEL GAS Y OTRAS ENERGÍAS



**Jornadas  
de Perforación**

Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

**1 al 4 de Octubre de 2014 · Espacio Duam · Neuquén · Argentina**



# SHALE

## el desafío energético argentino

Participe de la **mayor reunión regional** de empresas líderes de petróleo y gas no convencionales

En forma paralela se desarrollarán las **Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos** un ámbito técnico propicio para la presentación de trabajos, experiencias y presentación de tecnologías relacionadas.

Una exposición que se desarrolla en el **lugar y el momento** indicado.

Su empresa tiene la oportunidad de formar parte de **esta vanguardia**.



ORGANIZA  
  
INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

[www.oge-patagonia.com.ar](http://www.oge-patagonia.com.ar)

COMERCIALIZACIÓN Y REALIZACIÓN INTEGRAL

 **bauniline**  
meetings industry

Av. Córdoba 632 Piso 11° · C1054AAS Buenos Aires · Tel. +54 11 4322 5707 · [ogepatagonia@uniline.com.ar](mailto:ogepatagonia@uniline.com.ar)



tes, nacida un año antes que la refinería. Desde 1941 esa planta alberga un laboratorio de investigación y desarrollo de aceites. En 1994 se inauguró en ese emplazamiento la más avanzada planta de lubricantes del país y una de las más modernas del mundo, de donde salen lubricantes para todo el Mercosur. Otros depósitos y plantas de fraccionamiento y distribución se ubican en Arroyo Seco (Santa Fe), en Puerto Vilelas (Chaco), en Comodoro Rivadavia y en varios emplazamientos de las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Tucumán, Misiones y Entre Ríos.

En consonancia con políticas de protección ambiental y desarrollo sustentable adoptadas por la compañía en todo el mundo, Shell CAPSA adquirió, a partir de 1996, grandes extensiones de campo en la provincia de Corrientes, en una zona caracterizada por su biodiversidad. Para proteger el medioambiente, evitando la tala de bosques naturales, se apeló a sectores de forestación con especies de alto rendimiento y corta rotación, aplicables a la industria de la madera y papel y a desarrollos de biomasa energética. Estas actividades se desarrollaron bajo la supervisión del Laboratorio de Investigación en Biotecnología Forestal del Grupo Shell, ubicado en Kent, Inglaterra. Proyectos similares se encararon en Paraguay, Uruguay, Chile, Congo y Nueva Zelandia.

## Una flota con historia

Desde los inicios de sus operaciones en el país, Shell encaró las actividades navieras con flota propia. El transporte por buques estaba en su ADN. Desde 1915 comenzaron a operar pequeñas chatas y un remolcador, que atendían a clientes ubicados en las cercanías del puerto de Buenos Aires, en otros puertos fluviales argentinos y en Montevideo. Al iniciarse la década del '30, Shell acompañaba el crecimiento de sus actividades comerciales con la sistematización de sus actividades navieras a través de empresas asociadas o subsidiarias.

En 1929 se incorporaron dos buques-tanque fluviales, construidos en Holanda, el «Pampacruz» y «Platacruz», destinados a puertos argentinos y uruguayos, que dieron origen a dos compañías que llevaban el nombre de los buques. También, participó de las operaciones fluviales la Compañía de Navegación Shell-Mex, que atendía al mercado local con pequeñas embarcaciones y sería la encargada de abastecer de combustibles Aviashell a los hidroaviones de pasajeros adquiridos por la empresa Dodero en 1947. Entre 1949 y 1955

incorporó barcos de mayor capacidad, como el «Shellnave» y el «Shellplata», también destinados a las vías fluviales.

En 1930 nació Estrella Marítima S.A. de Navegación y Comercio, la mayor operadora naviera del grupo. Esta empresa adquirió tres grandes petroleros, el «Conquistador», el «Libertador» y más tarde el «Poblador», que transportaban el crudo de Diadema a Dock Sud y también traían petróleos producidos por YPF a La Plata. Durante la Segunda Guerra Mundial, la flota internacional de Shell debió concentrarse en el hemisferio norte, y estos buques comenzaron a realizar largos viajes para traer crudos desde puertos del Caribe, además de incrementar sus viajes entre puertos sudamericanos. El desgaste sufrido llevó a que dos de ellos pasaran a desguace, en tanto el tercero fue vendido a una empresa pesquera. Estos buques fueron reemplazados por dos petroleros de última generación, el «Cazador» y el «Explorador», construidos en 1949 en el astillero irlandés Harland & Wolff, constructor del mítico Titanic.

Desde mediados de los '50, estas empresas navieras fueron sucesivamente absorbidas por la Compañía de Navegación Shell S.A., que pasó a controlar las operaciones de todos los barcos que operaban en puertos argentinos, paraguayos y uruguayos. Mientras tanto, Shell concentraba cada vez más sus actividades en el *downstream*, y se hacía necesario ampliar la flota para la distribución de productos terminados en Argentina y países limítrofes. Al cumplir sus cincuenta años en Argentina, Shell incorporaba cinco buques con un total de 76.000 toneladas de desplazamiento bruto. Entre 1975 y 1995 la flota mercante se expandió con la adquisición sucesiva del «Estrella Argentina», un buque tanque de 35.722 toneladas, el «Estrella Patagónica», de 39.113, y el más pequeño «Estrella del Plata», íntegramente construido en el país. Finalmente, se incorporó el buque tanque «Estrella Austral», de 45.000 toneladas.



Las mayores operaciones navieras de Shell se concentran en Puerto de Cargas de Dock Sud, perteneciente primero al Estado nacional y, desde 1993, al estado de la provincia de Buenos Aires, ocupando varios muelles de la Dársena de Inflamables. La empresa trabaja conjuntamente en programas de capacitación con la Prefectura Naval, y cuenta con la certificación *ISM Code (International Safety Management)*.

## Los productos Shell en el mercado argentino

Shell inició sus operaciones en Argentina con la distribución de combustibles industriales con las marcas Transoil y Ordoil, a los que se agregarían luego los combustibles Maroil y los asfaltos Mexphalte, que alimentaron a la red vial que por entonces comenzaba su expansión en el país. Entre 1920 y 1921 llegaron las naftas Energina y el Kerosene Aurora, que se distribuían con carros tanque. En 1923, sorprendieron en Mar del Plata los primeros surtidores "Little Junior", con capacidad para despachar tres litros por minuto, que se extendieron a otras ciudades y a las nuevas rutas. Los surtidores se abastecían con camiones Dennis, que reemplazaron a los vetustos carros tanque. En 1929 apareció la primera estación de servicio, en la esquina de Libertador y Corrientes, en Olivos.

El mercado de combustibles se dinamizó con los despachos de diesel, gas oil y naftas salidos de la Refinería de Dock Sud, que fueron cambiando su denominación. Entre los años '40 y '50, las viejas marcas de productos fueron reemplazadas por la marca Shell, que se imponía en estaciones de servicio urbanas, en rutas, depósitos, puertos y aeropuertos, siguiendo una política comercial de la empresa en todo el mundo. La oferta se fue diversificando para adaptarse a nuevos modelos de automóviles, de buques, de aviones o de motores industriales, y a las nuevas normas ambientales. El mercado vio aparecer sucesivas generaciones de combustibles, hasta llegar a las naftas súper de alto octanaje y naftas premium sin plomo, como Fórmula Shell y Shell V Power, así como a combustibles diesel de alta performance y menor nivel contaminante, como el gasoil Fórmula Diesel y luego el Shell Pura Diesel.

Las estaciones de servicio fueron cambiando su tecnología y su imagen e incorporaron nuevos servicios. En los '70 aparecieron los primeros mini mercados que, con el tiempo, se fueron sofisticando con diseños más atractivos. En los '80 los surtidores se equiparon con tecnología electrónica y se implementó el primer sistema de autoservicio para combustibles. El nuevo siglo encontró a los surtidores con surtidores digitales, unidades de Car Wash, servicios de lubricación Shell Helix Express y shops identificados con la marca internacional *Select*. Posteriormente, en el marco de un programa de gestión sustentable, se renovó gran parte de la red de estaciones de servicio reemplazando todos los tanques de almacenamiento de combustibles de más de 30 años por unidades nuevas, más fuertes, limpias y ecológicamente seguras. Shell comenzó a participar en el negocio del gas comprimido en 1986, cuando inauguró la

primera estación de servicio privada de GNC.

La marca Shell se destacó tempranamente en combustibles de aviación, negocio en el que la compañía comenzó a participar a fines de la década del '30. Entre 1946 y 1947 se registró un gran avance con la producción de combustible especial para motores a turbina, que abastecía a la primera escuadrilla de jets de la Fuerza Aérea Argentina, equipada con aviones Gloster Meteor británicos. También, se instaló una estación de abastecimiento en la terminal aérea civil de Morón, que en ese entonces operaba como aeropuerto comercial para Buenos Aires. Otra estación, adaptada para hidroaviones, se instaló en la Dársena F del puerto de Buenos Aires, en la que se despachaban Aviashell 1 y 2. A ellas les siguieron las instalaciones en Ezeiza y en Aeroparque. En los años '60 comenzó el abastecimiento de la flota de aviones Comet IV de Aerolíneas Argentinas, los primeros jets de pasajeros en operaciones en el país, con Aershell 650. Así, desde los comienzos de la aviación comercial y militar el logo de Shell se hizo un lugar en varios aeropuertos de nuestro país, donde tiene fuerte presencia hasta nuestros días.

El gas licuado encontró un importante cliente a partir de 1947 en la recién nacida Gas del Estado, y luego en otras empresas distribuidoras. Actualmente, lo comercializa Shell Gas S.A., que ofrece dos alternativas de abastecimiento: GLP en envases de 10, 15, 30 y 45 Kg, a través de una extensa red de distribuidores exclusivos, y GLP a granel, con atención directa para llenar los tanques de Shell Gas S.A. instalados en más de 3.000 clientes, muchos de ellos pertenecientes a la actividad agrícola.

En el mercado de lubricantes, Shell es líder a nivel global y argentino por la calidad de sus productos, especialmente los destinados a automotores. En 1930 salieron los primeros aceites de la planta Sola de Barracas. Estos productos se distribuyeron a través de las estaciones de servicio y de agencias especializadas, entre ellas la agencia más austral del mundo, inaugurada en 1954 en Ushuaia, a 30 metros del Canal de Beagle. En los últimos 70 años Shell lanzó al mercado una larga lista de marcas de aceites, algunas muy conocidas como Shell X-100, Shell Rotella TX, Shell Súper Plus o Shell Súper Motor Oil. En 1987 se revolucionó el mercado con el lanzamiento de los lubricantes Helix, un línea de lubricantes sintéticos y semisintéticos de fuerte presencia a nivel mundial, que lleva varias generaciones con nuevas formulaciones.

Paralelamente, Shell intervino en el mercado doméstico desde los tiempos del kerosene Aurora, utilizado para cocina y calefacción, acompañado por otros productos de gran popularidad, que también harían de Shell una marca líder. En 1929 apareció el insecticida Shelltox, y en 1939 el famoso Lustramuebles Shell, a los que seguirían en las décadas siguientes limpiavidrios, limpia hornos, lubricantes de uso domésticos, espirales contra mosquitos, y varias versiones de insecticidas en aerosol. El mercado industrial se abastecía desde 1914 con combustibles, asfaltos y otros productos pesados, a los que se agregarían sucesivamente lubricantes, solventes, aguarrases, plastificantes, resinas para fabricación de pinturas y otros productos básicos para la industria química. Actualmente, la División Química de Shell CAPSA ofrece al mercado una amplia gama de productos: solventes hidrocarbonados de bajo contenido en aromáticos y oxigenados, alcoholes etoxilados, polioles y PET para la fabricación de envases, entre otros.



## La “marca Shell”

Para imponer su nombre en el mercado local, Shell debió competir con otras marcas que vivieron procesos similares de expansión, como YPF y Esso. La compañía encaró airesamente esta competencia convirtiéndose en la segunda abastecedora del mercado argentino de productos petroleros. Las fuertes campañas publicitarias en vía pública, en medios gráficos, en radio y en televisión, así como acciones institucionales de Responsabilidad Social Empresarial, aportaron a la popularidad y prestigio de la marca.

Los diarios y revistas abundaron en publicidades de combustibles y lubricantes de Shell desde los años '20. También, tenían fuerte presencia los productos hogareños con mensajes especialmente dirigidos a las madres y amas de casa. En los años '50 reinaban las fotos del Shell X 100 motor oil, que “Vence a la corrosión”. En 1964, la empresa festejó sus cincuenta años en el país con el slogan “Servicio de amigo, Servicio Shell”. Otra vía publicitaria fueron los mapas turísticos que en 1942 se convirtieron en Guía Vial Shell, donde se publicitaban las estaciones de servicio, que llegaban a la cifra de 300 en 1953, a 700 a fines de los sesenta y más de 1.100 al iniciarse el nuevo siglo.

Los años cincuenta se iniciaron con la emisión de un programa radial de Shell que se emitía por radio El Mundo y su cadena de emisoras. Los sesenta fueron escenario del programa de televisión sobre información meteorológica “Shell en el tiempo”, emitido por Canal 9. Muchos avisos publicitarios poblaron desde entonces las pantallas chicas, entre los que se destaca una serie de cortos protagonizados por César Luis Menotti, cuando era DT de la Selección Argentina de Fútbol, en los que explicaba las técnicas de juego con la participación de los jugadores. Allí aparecieron frases que se incorporaron al vocabulario futbolero, como la famosa de “las pequeñas sociedades”, base sobre las cuales se edificaban los grandes equipos. Poco tiempo



después, Carlos Reutemann protagonizó una campaña publicitaria de Shell Súper Plus.

Muchas publicidades de Shell formaron parte de campañas encaradas a nivel global, o al menos para países de América Latina. Un caso emblemático fue un lanzamiento de lubricantes Helix, al que se buscó posicionar como primera opción de compra de lubricantes de alta performance a través de un trabajo comunicacional que integró televisión, radio, prensa, revistas y vía pública en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú y Venezuela.

Shell fue y continúa siendo sponsor de actividades deportivas. Ya en 1929 se involucró en el naciente deporte automotor apoyando al corredor Emilio Karstulovic, que ganó en un circuito de 14.850 km, usando nafta Energina. En 1936, durante una famosa carrera femenina del modelo Fiat 500, un coche conducido por Libertad Lamarque publicitaba esa nafta. Entre los años '50 y los '70 se destacaron, entre otros eventos automovilísticos, las sucesivas ediciones de las “4 horas de Shell”, o las “100 vueltas Shell”. De ellas participaron Rodolfo de Álzaga, Carlos Marincovich, Andrea Vianini, Héctor Luis Gradassi, Luis Dipalma y Néstor García Veiga, entre muchos otros prestigiosos pilotos. En mayo de 1968 se corrieron las “24 horas Shell”, una carrera al estilo Le Mans, ganada por el binomio Gastón Perkins y Federico Urruti con un Torino 380W. Estas carreras formaron parte de la edad de oro del Turismo Carretera, categoría en la que Shell fue sponsor de varios corredores, entre ellos Alberto Rodríguez Larreta y Eduardo Copello.

En Fórmula Uno, los nombres de Shell y Ferrari están asociados desde los tiempos de Stirling Moss y del argentino Froilán González, el piloto que le dio a Ferrari su primer triunfo en un Gran Premio en 1951. En 2012 se festejaron las 500 carreras de este prestigioso binomio de marcas y Froilán González participó, junto al campeón mundial Fernando Alonso, del video realizado para celebrarlas. El 1º de junio de 2013 se corrió el Rally de Autos Clásicos y Sports “Desafío Froilán González”, entre Buenos Aires y Arrecifes, en categorías de autos clásicos y modernos. El evento fue auspiciado por Shell Helix y organizado por el Club Alfa Romeo de Argentina y el Ferrari Club Argentino. Pocos días después, el 15 de junio, falleció Froilán González. La alianza entre Shell y Ferrari, así como otras establecidas con Hyundai, Mercedes Benz y otras grades marcas, sirvió entre otras cosas para experimentar y desarrollar nuevos y poderosos lubricantes. En Argentina, la colaboración entre ambas empresas se concretó en el taller oficial de Ferrari en Chacarita con la aplicación los sistemas “Shell LubeAnalyst” y “Shell LubeVideoCheck”.

## RSE, educación y capacitación

Shell siempre apostó a actividades de educación y capacitación dirigidas a sus clientes y a toda la sociedad, difundiendo conocimientos sobre energía y petróleo. En los años '40 empezó a funcionar el Sistema de Asesoramiento Técnico Shell para sus clientes y una Cinemateca Educativa. En la década siguiente se creó el Agro Cine Rodante Shell, que recorría zonas rurales de todo el país exhibiendo películas didácticas para capacitar a productores agropecuarios. En los años sesenta comenzó a funcionar, con el apoyo de la empresa, la Escuela Nacional de Educación

Técnica 253, al tiempo que se inauguraba el Parque Infantil Shell de Seguridad en el Tránsito, una ciudad en miniatura para que los más pequeños aprendieran a manejar. Shell abordó sus primeras acciones en la difusión de temas ambientales en Argentina en la temporada de verano de 1988, con el operativo Playas Limpias, que contó con fuerte participación de estudiantes.

La publicación de cientos de folletos o libros, editados por Shell Argentina o traducidos del inglés, también colaboró a la difusión de conocimientos. Sería largo enumerarlos por su cantidad y por la diversidad de temas abarcados, pero cabe destacar la serie Problemática Energética, cuatro libros con información técnica y económica sobre petróleo y energía. Fueron publicados en 1984 y difundidos en los años siguientes por profesionales de Shell que participaron de encuentros realizados en escuelas, universidades, sindicatos, cámaras empresariales y otras instituciones.

En los noventa apostó a los jóvenes con iniciativas, como el concurso "Viva la Tierra", que premiaba proyectos ecológicos de estudiantes de escuelas técnicas, y con los Concursos Bienales Juveniles organizados junto a la ONG Festivales Musicales de Buenos Aires desde 1990. Un jurado internacional de gran jerarquía determina a los premiados en canto, piano y música de cámara, que tienen la posibilidad de ofrecer conciertos en todo el país. Estos concursos han sido el punto de partida de brillantes carreras internacionales, como es el caso de Horacio Lavandera, Ingrid Fliter y Verónica Cangemi entre otros. Finalmente, hace tres años se puso en marcha "Desafío Joven", versión argentina del programa "LiveWIRE", desarrollado desde los años '80 por Shell en Gran Bretaña, organizado junto con la Asociación Cristiana de Dirigentes de Empresa (ACDE). El objetivo es fomentar en los jóvenes el espíritu emprendedor y guiarlos en el proceso de transformar una idea en un Plan de Negocios, con el asesoramiento de profesionales con gran experiencia que realizan un trabajo voluntario. Los proyectos que resultan premiados obtienen un aporte monetario para iniciar su desarrollo.

Las acciones de RSE han tenido siempre en la mira a la comunidad cercana de la Refinería, a las escuelas y ONGs de la zona, a Cáritas Avellaneda, al club de fútbol Dock Sud y a los hospitales Fiorito y Presidente Perón. En 2003 comenzó a desarrollarse un programa para intensificar la integración entre la comunidad y la Refinería que abarca numerosas acciones, entre ellas el "Programa de Formación Técnica" y el proyecto "Creando vínculos". Este es un concurso anual de proyectos sociales presentados por escuelas y organizaciones vecinales. Los proyectos seleccionados beneficiaron directamente a unas 75.000 personas del partido de Avellaneda, en su gran mayoría niños, adolescentes y jóvenes provenientes de hogares de bajos recursos. Desde 2003 hasta 2013 se premiaron 163 proyectos, que abarcan temas tan diversos como nutrición, reutilización de aguas, fabricación de instrumentos musicales o creación de una juegoteca.

Como ya hemos visto, Shell inició hace 100 años sus actividades en Argentina comercializando productos importados hasta que produjo su propio petróleo crudo, y elaboró en su refinería subproductos destinados al mercado nacional y a otros países sudamericanos. Impuso en el mercado una marca internacional, que en Argentina alcanzó gran prestigio y popularidad. En los últimos 40 años concentró sus actividades en el *downstream*, pero está



dando pasos firmes en una nueva etapa de inserción en el *upstream*, con su participación en operaciones de exploración y producción en áreas de Vaca Muerta, la reserva de hidrocarburos de fuentes no convencionales más importante de Argentina y una de las mayores del mundo. ■

### Fuentes consultadas

- ADN Sur, Agencia de Noticias. *La historia que late en Diadema, pintoresco pueblo de casas blancas*. Comodoro Rivadavia, 2007. <http://www.adnsur.com.ar/lugares/diadema-argentina.php>
- Desafío Joven. Sitio web institucional. <http://desafiojoven.com.ar/home>
- Fundación Histamar. *Historia y Arqueología marítima*. <http://www.histamar.com.ar/>
- Guía Senior. Sitio web institucional. <http://www.guiaseniore.com/>
- Historia TC. Sitio web Institucional. <http://www.historiatc.com.ar/>
- IAPG. *Sistema de información en petróleo y gas, SIPG* (base de datos estadística).
- Luna, Félix. *Nueve décadas de energía*. Buenos Aires, Shell, 2004.
- Salas, Horacio. *Centenario del petróleo argentino 1907-2007*. Buenos Aires, IAPG, 2007.
- Shell CAPSA. *Refinería Buenos Aires, creciendo hacia el futuro*. Buenos Aires, s/f.
- Shell CAPSA. *Resumen de actividades Shell Argentina 1997-98, 2001, 2002-03*.
- Shell CAPSA. *Resumen de actividades Shell Argentina 2006, 2007, 2008, 2009*. <http://www.shell.com.ar/aboutshell/media-centre/annual-reports.html>
- Shell CAPSA. Sitio web institucional. <http://www.shell.com.ar/>



# Congresos y jornadas

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

## Los que se fueron

### HUG, el encuentro anual de los usuarios de Honeywell

Con todo éxito se realizó recientemente el simposio de usuarios de productos de Honeywell, el encuentro que desde hace 38 años realiza la empresa dedicada a la tecnología de automatización, control e instrumentación y servicios para el petróleo y el gas, entre otras muchas industrias.

En efecto, con la participación de unos 1.350 asistentes, de 477 compañías provenientes de 64 industrias y llegados desde 36 países, la empresa realizó el Honeywell Users Group Americas (HUG), el cual por primera vez no tuvo lugar en el

estado de Arizona sino en el de Texas. Al decir de sus organizadores, fue un gesto que demuestra “que estamos cerca de la capital mundial de la energía”, en referencia a cómo se conoce a la capital de Texas, Houston.

Estos encuentros anuales son la oportunidad que Honeywell, a través de sus empleados y de las empresas que utilizan sus productos, intercambia experiencias, y se explo-





ran las últimas tendencias tecnológicas que impactan en la industria, en un mercado global siempre cambiante y con nuevos desafíos... y expectativas por parte de los usuarios. Y también se imparten los conocimientos para mejorar la seguridad, la confianza y la eficiencia de sus plantas, para que puedan cuidar la competitividad.

Presidido por el flamante CEO de Honeywell Process Solutions, Vimal Kapur, y presentado por los principales responsables de cada división de la compañía, el encuentro buscó mostrar que “La planta del futuro será más que una serie de máquinas conectadas: también conectará los datos y a la gente, mejor y con mayor velocidad –como aseguró Dariusz Adamczyk, presidente y CEO de Honeywell Process Solutions–. Las empresas necesitan llegar antes a la producción, más rápido que antes, y hacer más aprovechando los recursos; al tiempo que enfrentan una necesidad creciente de dominar las amenazas de seguridad y eficiencia: necesitan más que solo tecnología; necesitan consultar el servicio para visualizar los datos, y tener a mano herramientas de análisis y colaboración”.

De entre las propuestas de esta edición del HUG, se destacaron la presentación de una estación interactiva, la Honeywell’s Experion Collaboration Station, con un display de gran tamaño, que cuenta con video y telecomunicaciones capaces de conectar a los expertos de cualquier parte del mundo de manera remota; tecnologías como la virtualización, softwares de manejo de alarmas y operaciones; y herramientas para la seguridad cibernética, presentadas en sesiones con los usuarios; mesas redondas sobre temas que impactan la manera de las empresas de manejar las plantas, con ideas tangibles para optimización; y nuevos servicios destinados a ayudar a los usuarios para asegurar sus objetivos de producción, basados en maximizar su inversión en automatización y la performance de sus sistemas operativos.

También se destacó la nueva *Smartline* para transmisión de temperatura, ahora con diseño modular.

“El objetivo del encuentro 2014 de HUG es dar a las empresas ideas tangibles de que pueden alcanzar sus objetivos de negocios”, explicó a *Petrotecnica* Michael Dillon, encargado de Desarrollo de Estrategia y Negocios para Petróleo y Gas, y Soluciones de campo.

A lo largo del encuentro de tres días hubo reconocimiento a los principales socios en América, y por primera vez los honores máximos fueron para América latina, puntualmente para el desarrollo de Loma Campana, considerado “el principal desarrollo comercial fuera de los Estados Unidos”.

A raíz de ello, se mostró un gran interés general en colaborar con el desarrollo de los no convencionales en la Argen-

tina. “Es importante saber que si se parte desde el comienzo con un diseño eficiente, los costos pueden disminuirse desde el principio, y sabemos que los costos es un tema crucial para el desarrollo de los no convencionales”, señaló a *Petrotecnica* Tony Tielen, Vicepresidente y Director General de Engineered Field Solutions, mientras que Gustavo Galambos, Gerente de Ventas Latinoamérica Sur en Honeywell Process Solutions, aseguró que con 28 años en el país, la compañía propone “herramientas de automatización y virtualización que ayuden a las empresas a incrementar el control, centímetro a centímetro, de las plantas, ductos y cabezas de pozos, para los mejores resultados posibles”.

## La OTC 2014 rompió todos los récords

La 45ª edición de la *OTC* (la *Offshore Technology Conference*), realizada en Houston, Texas, rompió todos los records: más de 100.000 personas visitaron la gigantesca muestra este año, donde fueron testigos de los últimos avances de la tecnología dedicada al petróleo y al gas.

En efecto, 108.430 fue el número final de asistentes, entre ejecutivos, técnicos, científicos y hombres de negocios, y no fue lo único que dio vértigo (3,3% más que el año pasado). Más de 45 países estuvieron representados en el gigantesco NRG Center de Houston, donde más de dos millares de empresas (2.568) exhibieron equipos para offshore y onshore difíciles de reunir bajo un mismo techo. No en vano el lema de este año fue “Vamos juntos” (“*Come together*”).

Esta expo, famosa mundialmente por la importancia de sus organizadores y visitantes, no solo es la muestra más grande que se realiza en la capital texana (a la que esta vez aportó unos 100 millones de dólares), sino también del mundo, en lo que hace a la industria del petróleo y del gas. Este año también venció sus marcas anteriores, con 680.025m<sup>2</sup> vendidos.

Como *Petrotecnica* pudo comprobar este año, la seguridad siguió siendo parte importante. Pero sin duda en esta ocasión, la estimulación hidráulica fue la protagonista, ya que si bien se realiza masivamente en los Estados Unidos desde hace décadas, los hallazgos de recursos de shale gas a nivel internacional demandarán de esta tecnología para exportar.

Así trascendió en los 308 papers expuestos (otro récord), donde el impacto de los recursos no convencionales en el mundo y de las oportunidades de países emergentes, superaron el tradicional tema de la seguridad en offshore y los mercados globales.



# Los que vendrán

## Jornadas de Perforación y exposición Oil & Gas Energía – Patagonia 2014



Organizadas por la Comisión de Perforación del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, en conjunto con su Seccional Comahue, las Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos se llevarán a cabo del 1° al 3 de octubre de 2014, en el Espacio DUAM de la ciudad de Neuquén, en el marco de la exitosa exposición Oil & Gas Energía • Patagonia 2014.

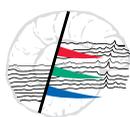
Este encuentro se desarrollará sobre la base de presentaciones técnicas y mesas redondas a cargo de destacados especialistas.

Los objetivos del encuentro son proveer un ámbito técnico propicio para la presentación de trabajos, experiencias y presentación de tecnologías relacionadas con la perforación, terminación, reparación y servicio de pozos. Además, generar un debate dinámico que permita el intercambio de información, como así también la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con esta actividad.

Más información: [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar) y <http://www.oge-patagonia.com.ar/>.



## IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



### IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

**IAPG** INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Hotel InterContinental - Mendoza, Argentina.  
3 al 7 de Noviembre 2014

La ciudad de Mendoza ha sido elegida esta vez para albergar del 3 al 7 de noviembre de 2014, en el Hotel Intercontinental, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CONEXPLO, organizado por la Comisión de Exploración y Desarrollo del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Se trata del evento en Geociencia más importante de la Argentina, y se realiza cada tres años. El programa abarca

cuatro días, durante los que se expondrán trabajos técnicos relacionados con la exploración y desarrollo de yacimientos, donde las principales disciplinas son la geología, la geofísica y la ingeniería de reservorios.

Históricamente, el objetivo principal del Congreso es el de promover la transferencia del conocimiento entre los profesionales de la industria del petróleo y del gas que trabajan en el área de Exploración y Desarrollo, en diferentes disciplinas relacionadas con esta actividad. Son pilares fundamentales de esta reunión materias como la geofísica aplicada, geología de exploración y desarrollo de reservorios, ingeniería de petróleo, entre otras.

En esta ocasión, bajo el lema “Rompiendo paradigmas”, el temario se centrará en buena parte en los recursos no convencionales, más específicamente los hidrocarburos provenientes de lutitas (oil and gas shale), que anteriormente eran consideradas solamente roca madre, han pasado a tener un rol protagónico para el incremento de producción tan anhelado en este país.

Los puntos fuertes del congreso a destacar para la Comisión Organizadora son:

- Oportunidad única para compartir experiencias en tópicos relacionados con la exploración y desarrollo de reservorios.
- Interacción interdisciplinaria, lo que garantiza un espectro amplio de temáticas a discutir.
- Análisis sistemático y revisión de metodologías aplicadas a la caracterización de reservorios no convencionales.
- Comprensión de los nuevos desafíos tecnológicos y conceptuales para el crecimiento energético del país.

Como es de costumbre, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo propone no solamente las sesiones orales correspondientes a los trabajos técnicos relacionados con el congreso, sino que también se llevarán a cabo tres simposios: de Geofísica (co-coordinado con la EAGE), de Evaluación de Formaciones y de Reservorios no convencionales. Por otro lado, se presentarán sesiones de pósters y se realizarán las Jornadas de Geotecnología.

Se convoca a todos los profesionales, académicos y técnicos de la industria del petróleo y del gas para que participen de este evento, considerado el de mayor relevancia para el país.

Organiza: Comisión de Exploración y Desarrollo, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Auspician: AAGGP (Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros), AAPG (American Association of Petroleum Geologists), AGM (Asociación Geológica de Mendoza), SEG (Society of Exploration Geophysicists), EAGE (European Association of Geoscientists and Engineers), SPWLA (Society of Petrophysicists and Well Log Analysts).

Para más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2014/conexpl/>

## “Ingeniería 2014, Latinoamérica y Caribe”

Bajo el lema: “Construyendo un futuro regional sostenible”, el Centro Argentino de Ingenieros (CAI) organiza “Ingeniería 2014 - Latinoamérica y el Caribe - Congreso y Exposición”, que se desarrollará del 4 al 6 de noviembre de 2014 en el Centro Costa Salguero de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Se informa a todos los profesionales del sector que la fecha de presentación de trabajos venció el 30 de junio de

iapg

www.iapg.org.ar

# A AOG

X ARGENTINA OIL&GAS  
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2º CONGRESO  
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE  
**PERFORACIÓN**  
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

**5 – 8.10.2015**

La Rural Predio Ferial  
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iapg

INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel : + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt

2014. Los interesados podrán obtener mayor información sobre criterios de evaluación en la página web del Congreso: <http://www.ingenieria2014.com.ar/trabajos.html>.

Los trabajos serán evaluados por destacados profesionales de la ingeniería, la Academia y el Sector Productivo. El Congreso ofrecerá la oportunidad de compartir contribuciones con los colegas de la región, lo cual permitirá enriquecer el debate y reflexionar sobre los avances en la ingeniería y sobre las distintas problemáticas en las que esta puede brindar un aporte sustancial. El Congreso se desarrollará bajo cuatro ejes temáticos: Sostenibilidad en territorios urbanos y rurales; Desarrollo de las economías; Integración regional educativa y profesional e Integración regional de las infraestructuras. Su objetivo es la integración regional como llave para generar nuevas oportunidades, tanto para las empresas, como para las instituciones, las universidades y los profesionales de la región. El Congreso presentará ideas y propuestas estratégicas que Latinoamérica espera de la tecnología, la innovación y la producción.

Más información: [contacto@ingenieria2014.com.ar](mailto:contacto@ingenieria2014.com.ar)

## El VIII INGEPET, en Perú

A 3.100 km de Buenos Aires, y 75 m más sobre el nivel del mar, del 3 al 7 de noviembre se desarrollará en Lima, Perú, el VIII INGEPET 2014.

Se trata de un importante congreso a nivel regional, donde se busca difundir las nuevas tecnologías, el estudio de casos integrados y las mejores prácticas, a través de presentaciones técnicas, sesiones de pósters, conferencias magistrales, foros y cursos técnicos.

Este año se cumple el 25º aniversario desde la primera versión nacional de este Congreso, en 1988, en la legendaria ciudad de Talara; en 1993 pasó a ser internacional y su primera versión en esta modalidad se realizó en Lima. En ambos casos, el INGEPET fue organizado y respaldado por Petroperú; de hecho el nombre del Congreso proviene de un acrónimo de la "Gerencia de Ingeniería de Petroperú", cuyos miembros fueron sus realizadores iniciales.

En esta edición el lema será "Desafíos energéticos que enfrenta Latinoamérica", y el programa técnico estará orientado a diversos temas referidos a la gestión sostenible de la industria de hidrocarburos; el negocio de los hidrocarburos; gas y líquidos del gas natural; geociencias y nuevos recursos (no convencionales y tecnología emergente). Además, el programa se complementará con la presentación de foros con temas relacionados con el rol de las empresas nacionales de petróleo; la apertura a la inversión en hidrocarburos y la industria del gas natural en el Perú, y la exploración de frontera como horizontes profundos offshore, pre-cretácicos, faja plegada, etcétera.

Se realizará, asimismo, un ciclo de talleres referidos a las actividades sobre responsabilidad social que los contratistas han desarrollado en las áreas que operan por hidrocarburos, compartiendo también de un auspicioso programa de cursos pre Ingepet.

Este congreso se realiza bajo el espíritu de tener conciencia acerca de que la demanda de petróleo y de gas seguirá incrementándose en las próximas décadas, para lo cual la industria se enfrentará a muchos desafíos, tales como la ex-

ploración en aguas profundas, el desarrollo de recursos no convencionales y de campo a distancia, así como mejorar y desarrollar la recuperación de campos maduros, reservas de gas natural, en cumplimiento estricto con las actuales normas medioambientales y de responsabilidad social.

Se espera que el VIII INGEPET 2014 aportará muchas reflexiones sobre los logros destacados por la industria de hidrocarburos, así como por cada una de las empresas petroleras locales, y que motiva al sector, cada vez más, a enfrentar nuevos retos para abordar en los próximos años. Más información: [www.ingepet.com](http://www.ingepet.com)

## 26WGC2015: Creciendo juntos hacia un planeta amigable

Los líderes globales de la energía se reunirán del 1º al 5 de junio de 2015 en la prestigiosa WGCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París. Se tratará de la vigesimosexta edición de la muestra, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU), y que en esta ocasión tendrá como anfitrión a Francia. La conferencia y exposición abordará los acontecimientos recientes en el sector energético, con un enfoque primordial en el crecimiento sustentable de la industria mundial del gas.

Bajo el lema "Creciendo juntos hacia un planeta amigable", la WGCPARIS2015 será una vidriera donde se exhibirán los principales logros e hitos alcanzados por la industria mundial del gas. También se buscará trazar nuevas estrategias de la industria del gas natural.

Para hacer frente a la continua necesidad de energía limpia y eficiente, el equipo WGCPARIS2015 ha identificado los pilares estratégicos para sostener el futuro crecimiento global: el crecimiento debe ser sostenible y compartido entre los continentes, y mejorar las condiciones actuales, sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

El programa técnico WGCPARIS2015 se ha estructurado en torno a temas críticos, comenzando con "Recursos humanos para el futuro"; "El gas natural disponible en todas partes", y luego "El gas natural para un desarrollo sostenible", hasta llegar a "La combinación con las energías renovables y la electricidad". Será la oportunidad para que una industria con intereses comunes busque garantizar la excelencia continua en el clima global del gas actual.

Para más información o para registrarse: [www.wgc2015.org](http://www.wgc2015.org)



# WGCPARIS2015

## WORLD GAS CONFERENCE

*"GROWING TOGETHER TOWARDS A FRIENDLY PLANET"*



26th World Gas Conference | 1-5 June 2015 | Paris, France

## CALL FOR ABSTRACTS DEADLINE APPROACHING DEADLINE – 1 SEPTEMBER 2014



### THE INDUSTRY'S MOST DISTINGUISHED SPEAKERS

Over 500 of the industry's most distinguished speakers will lead stimulating discussions and share their expertise



### WORLD'S LARGEST GAS CONFERENCE

A four-day conference attended by over 4,000 delegates to hear the latest topics defined by years of leading research and the key upcoming trends



### EXHIBITION

A comprehensive global gas exhibition spread over 45,000m<sup>2</sup> showcasing 350 exhibitors and the best of what the industry has to offer



### GLOBAL MEETING PLACE

Get access to global markets and network with thousands of decision-makers who are there to do business



### TECHNICAL TOURS

Attend tours designed to offer a first hand experience of state-of-the-art technical sites and learning in key areas



### SPECIALISED PAVILIONS

A showcase of the latest industry knowledge, ideas, technologies and products



### NETWORKING EVENTS

Numerous networking lunches, dinners and receptions where thousands of key business leaders meet



### DESIRABLE LOCATION

Experience Paris. Enjoy specialised tours and events designed specifically for WGCPARIS2015 participants

## GET INVOLVED TODAY!

### BOOK YOUR PLACE TODAY

Save €480 with the Early Bird Discount

### BOOK EXHIBITION SPACE OR BECOME A SPONSOR

Contact us on +61 407 031 274 or [rclark@etf.com.au](mailto:rclark@etf.com.au)

## SUBMIT AN ABSTRACT

DEADLINE – 1 SEPTEMBER 2014

[www.wgc2015.org](http://www.wgc2015.org)

CONNECT WITH US



# NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

## PAE trajo equipos de última generación

Pan American Energy (PAE) anunció la llegada de dos nuevos equipos de perforación automáticos destinados a sus operaciones en el Golfo de San Jorge (CGSJ), donde se encuentra el yacimiento Cerro Dragón. Estas unidades comenzarán a operar en el mes de octubre y se sumarán a las otras dos, de similares características, que arribaron en abril, y que estarán en funcionamiento en las próximas semanas.

“Estamos ante un día histórico para la provincia de Chubut, el municipio de Comodoro Rivadavia, para todos sus habitantes y para Pan American Energy”, señaló Danny Massacese, Director de Operaciones de PAE. Sobre la nueva adquisición de PAE, señaló que “la compañía incorpora a su operación la más alta tecnología que nos permitirá incrementar la eficiencia de perforación, reducir los riesgos de accidentes y optimizar el aprovechamiento de la energía producida”.

También destacó la importancia del rol desempeñado por el puerto al señalar que “ha sido clave para poder desembarcar con el cargamento y agilizar el traslado de los equipos para su puesta en operación”. Para concluir, el ejecutivo manifestó que “para 2014 estimamos realizar una inversión en el país de U\$S 1.500 millones, teniendo en operación 16 equipos de perforación en el Golfo de San Jorge”.

Con la incorporación de estas unidades, PAE suma a su operación la última tecnología desarrollada para equipos de tierra basada en experiencias de automatización off shore, la cual permite incrementar la eficiencia de perforación, reducir los riesgos de accidentes, optimizar el aprovechamiento de la energía y minimizar el impacto ambiental por la reducción de emisión de gases.

Los equipos presentados poseen una mayor potencia en el cuadro de maniobras (1.000 HP); tienen capacidad de perforar a 3.500 metros de profundidad; permiten optimizar la manipulación hidráulica de tuberías; y poseen un sistema de rotación e inyección eléctrica de última generación. Además, los mismos pueden ser monitoreados, controlados y accionados por medio de un sistema central computarizado. Para operar esta tecnología de avanzada,



y previo a su puesta en funcionamiento, PAE seleccionó e incorporó personal argentino que fue capacitado en centros especializados en Houston (Estados Unidos).

Estas nuevas adquisiciones se realizaron en el marco del Decreto N° 927/2013, a través del cual el Gobierno estableció un régimen para las nuevas tecnologías, que permitan mejorar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Los dos equipos que arribaron en estos días fueron transportados desde los Estados Unidos directamente al Puerto de Comodoro Rivadavia, lo cual constituye un hito para la Región del Golfo de San Jorge, y en especial para el puerto local. Desde allí, las nuevas unidades adquiridas por PAE fueron trasladadas en camiones para su montaje y posteriormente a la operación del Yacimiento Cerro Dragón.

Otros dos equipos habían llegado desde los Estados Unidos hasta la terminal portuaria de Zárate (provincia de





Buenos Aires) en abril último, y allí hicieron falta 86 camiones para trasladarlos a Comodoro Rivadavia, y luego a Cerro Dragón.

Datos:

- 150 camiones se necesitaron para transportar por tierra los cuatro equipos.
- 16 equipos de perforación totalizará PAE en su operación del Yacimiento Cerro Dragón a fines de 2014.
- 78 fueron las personas capacitadas en centros especializados en Comodoro Rivadavia, Buenos Aires y Houston (Estados Unidos).
- 42 cursos de capacitación fueron dictados, en competencias como Operación y Mantenimiento de Equipos, Drilling, Seguridad, Trabajo en Equipo, Liderazgo, Idioma (inglés).
- Decreto N° 927/2013: normativa bajo la cual se realizó la compra.
- Detalles técnicos de los 4 equipos:
- Automáticos de perforación, con una potencia en el cuadro de maniobra de 1.000 HP.
- Capacidad para perforar hasta 3,5 km de profundidad.
- La más alta tecnología desarrollada para equipos de tierra basada en experiencias de automatización off shore.
- La automatización permite incrementar la eficiencia de perforación.
- Reducir los riesgos de accidentes.
- Optimizar el aprovechamiento de la energía.
- Disminuir el impacto ambiental por la reducción de emisión de gases y por la configuración ecológizada de las cargas.

## YPF Serviclub llegó al millón de socios activos

A 120 días de su lanzamiento, el nuevo YPF Serviclub alcanzó el millón de socios activos, que ya acumularon más de 400 millones de kilómetros por el consumo de productos en estaciones de servicio, informó la empresa.

En efecto, la plataforma de fidelización de clientes de YPF continuó creciendo e incorporando nuevos beneficios, como que a partir del 4 de agosto último, todos los socios YPF Serviclub que carguen 400 pesos o más en los productos nafta Premium o Eurodiesel participarán automáticamente de sorteos de automóviles, entre otras novedades.



YPF Serviclub, que inició una nueva etapa orientada a ofrecer beneficios y descuentos a los viajeros que recorren el país, se consolidó como uno de los programas de fidelización más importantes de Argentina, con más de 5.000 establecimientos adheridos a la fecha.

Los beneficios de la nueva plataforma se complementan con la presencia de la compañía en todo el territorio nacional a través de 1.500 estaciones de servicio, por las que pasan un millón y medio de autos cada día.

---

## Emerson da clases en la Universidad

Por cuarto año consecutivo, Emerson puso al servicio de las principales Universidades del país su conocimiento técnico para alumnos de Ingeniería y carreras técnicas.

En efecto, Emerson Process Management ha estado otorgando soporte a la formación de alumnos de Ingeniería en reconocidas instituciones del país a través del "Programa de Ingeniería en Automatización y Control".

Este programa fue iniciado en el año 2011, y actualmente se encuentra vigente en reconocidas instituciones del país, habiendo llegado a más de 300 alumnos. El mismo está orientado a difundir entre los alumnos aplicaciones y soluciones reales en la industria actual por medio de clases teóricas de tecnología de automatización y control dictadas por especialistas de la compañía.



Una de las clases destacadas dictada recientemente fue la de Aplicación de Tecnologías de Medición de caudal para el cumplimiento de la Resolución 318/12, en el Posgrado de Producción de Gas y Petróleo del ITBA (Instituto Tecnológico de Buenos Aires), en la cátedra Producción II: Manejo integral de la producción.

La cátedra, a cargo del Ing. Julio Shiratori, recibió a Osvaldo Ortega, Gerente de la Unidad de Negocios de Medición de Caudal y especialista en la materia, con más de 20 años de experiencia en la aplicación de tecnologías de medición de caudal en la medición de hidrocarburos.

Para más información acerca del Programa de Automatización contáctenos a [informacionprocess@emerson.com](mailto:informacionprocess@emerson.com)

## Convocatoria de Tenaris al Premio al Desarrollo Tecnológico



Tenaris y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica convocan por décimo año consecutivo a pymes industriales a presentar proyectos de desarrollo tecnológico con factibilidad de concreción económica e industrial. La presentación de los proyectos será desde el 14 al 17 de octubre de 2014 y se otorgarán \$ 120.000 al primer premio y \$ 40.000 al segundo.

Hace ya diez años que el certamen reconoce los mejores proyectos de pymes industriales argentinas vinculadas a los sectores metalmecánico, energético, petroquímico, minero, autopartista y siderúrgico. El premio económico incluye un voucher para utilizar servicios científico-tecnológicos provistos por instituciones del sistema científico-tecnológico argentino.

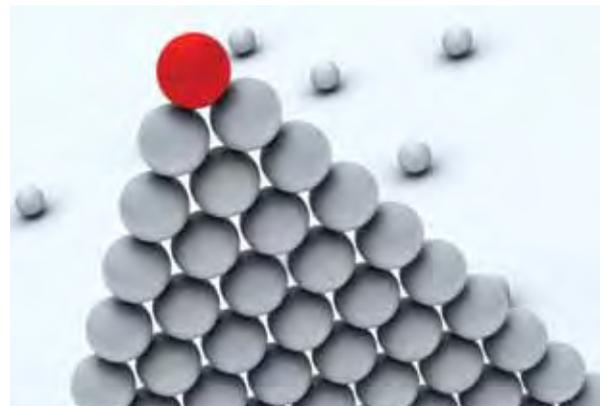
El Director General de Tenaris en Argentina, Javier Martínez Álvarez, señaló: "Celebramos diez años de apoyo

a la investigación y desarrollo de nuestras pymes industriales. Esta década ha sido muy importante para consolidar la vinculación de la empresa con las instituciones científicas y la cadena de valor, alineado con el programa ProPymes, el cual promueve la competitividad de las pymes vinculadas. Es un orgullo para nosotros convocarlos a participar en la décima edición del premio Tenaris."

Por su parte, la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica busca promover con su participación la investigación científica y tecnológica, y la innovación para la generación de conocimiento y la mejora de los sistemas productivos y de servicios.

En las nueve ediciones anteriores, se presentaron más de 200 proyectos, se invirtieron más de 450 horas de asistencia técnica y comercial y \$ 900.000 en premios.

Para más información, puede consultarse la página del premio: [www.premio.tenaris.com](http://www.premio.tenaris.com)



## Joint-venture de Wärtsilä para fabricar motores

Wärtsilä y la China State Shipbuilding Corporation (CSSC) firmaron un *joint venture*, que estableció la creación de una empresa conjunta para la fabricación de motores multifuel de mediana velocidad. La nueva compañía, denominada CSSC Wärtsilä Engine Co. Ltd., se emplazará en Lingang, Shanghai. Se prevé que la primera tanda de motores estará lista para su entrega a fines de 2015.

CSSC Wärtsilä Engine –cuyo 49% pertenece a Wärtsilä–, estará orientada principalmente a los mercados off shore, gas natural licuado (GNL) y grandes buques portacontenedores.

Gracias a esta iniciativa, se podrá ampliar la oferta de motores Wärtsilä, presentes en el mercado del gigante asiático. En especial, porque esta será la primera empresa con sede en China en condiciones de fabricar localmente grandes motores multifuel de mediana velocidad, lo que incide favorablemente en tiempos de entrega más rápidos y precios más competitivos.

Según Wärtsilä, cuando la empresa entre en plena producción, será capaz de fabricar motores Wärtsilä 32 en configuración V, Wärtsilä 46, Wärtsilä 34DF y Wärtsilä 46DF.

CSSC es uno de los mayores grupos de construcción naval del mundo. En 2004, Wärtsilä estableció su primer *joint venture* con el Grupo CSSC. Se trata de Wärtsilä CME Zhenjiang Propeller Co Ltd. para la producción de hélices.

## Aprobación de DNV para un detector de Emerson

El detector de fugas ultrasónico GDU-Incus de Rosemount Analytical como parte de Emerson Process Management ha recibido la reconocida aprobación Det Norske Veritas (DNV). La certificación DNV confirma que el dispositivo es apto para ser utilizado en navíos como cargueros LNG y LPG, petroleros de crudo, y unidades de producción y descarga (en inglés FPSO), los cuales pueden sufrir pérdidas en su producción, o peores situaciones, en el caso de que una fuga de gas no sea detectada con anticipación.

“La detección de fugas de gas en ambientes marítimos es una tarea exigente para detectores tradicionales, que requieren la acumulación de una nube de gas para detonar la alarma”, dijo Eliot Sizeland, el gerente de ventas y mercadeo para el GDU-Incus.

“Las condiciones climáticas extremas y los vientos que afectan a las naves y plataformas pueden impedir que una fuga de gas sea detectada rápidamente, lo que potencialmente puede provocar que el incidente sea mayor cuando en realidad una pronta reparación de mantenimiento pudo haberse realizado sin arriesgar la producción. El GDU-In-



cus responde a la onda ultrasónica producida por la fuga; sin embargo, su funcionamiento no se afecta bajo estas condiciones, haciéndolo un dispositivo ideal para aplicaciones marítimas. Estamos muy orgullosos de que el detector resistió las rigurosas pruebas requeridas para obtener la certificación DNV, demostrando así la calidad y la solidez del detector de fugas de gas ultrasónico”.

El GDU-Incus es un avanzado sistema de detección de fugas, que utiliza cuatro sensores sensitivos de acústica, los cuales monitorean constantemente amplias áreas donde se generan ondas ultrasónicas debido a la liberación de gas presurizado. El GDU-Incus es el indicado para monitorear aplicaciones exteriores ventiladas, ya que cuenta con una ingeniería que le permite soportar las condiciones más extremas. Su funcionamiento no es afectado por las inclemencias del clima, la dirección del viento, la dirección de

la fuga o cualquier posible disolución de gas, además de dar una respuesta instantánea al metano, hidrógeno y otros gases de bajo peso molecular.

La tecnología de detección fiable y de fácil uso del sensor de gas avanzado GDU-Incus, no requiere calibración ni reemplazo durante la vida útil del instrumento. Un sistema integrado de autocomprobación asegura una operación libre de fallos con sensores innovadores sin partes removibles, que disminuye la necesidad de mantenimiento.

La aprobación de tipo DNV asegura a los usuarios potenciales que el GDU-Incus ha superado pruebas rigurosas, y que ha sido calificado para cumplir con los más altos estándares de calidad. El proceso de evaluación DNV se realiza basado en investigación científica y es reconocido por reguladores, aseguradoras e importantes clientes alrededor del mundo.

## El MinCyT acompaña a CIDEL Argentina 2014

En otra muestra más del valor de CIDEL Argentina 2014, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación otorgó su auspicio institucional al Congreso organizado por ADEERA y CACIER, que reunirá a los máximos referentes de la distribución eléctrica de Argentina y el exterior en Buenos Aires.

Así quedó reflejado en la Resolución N° 183/14, que llevó la firma del titular de la cartera productiva, José Lino Salvador Barañao. El texto subraya que el evento será un “valioso punto de encuentro y foro de referencia en materia energética”.

Además del auspicio de CIREC, CIER y El Club Español de la Energía, CIDEL Argentina 2014 cuenta con el apoyo de la UIA, INTI, IRAM, AAEE, AADECA, AIET, CADIME, CASEL, AEA, AADL, APSE, FACE, FECESCOR, Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires, Consulado de Colombia en Buenos Aires, ICEX España Exportación e Inversiones, Embajada de Francia en Argentina, Embajada de Italia en Buenos Aires, Universidad de Belgrano y el Consejo Mundial de la Energía.

Bajo el lema “Tendencias en la distribución eléctrica para un futuro sustentable”, el Congreso tendrá lugar del 22 al 24 de septiembre en el Hotel Panamericano de Buenos Aires.

A través de seis Sesiones técnicas, especialistas del sector de 28 países expondrán sus ideas sobre aspectos técnicos, de reducción de costos, medio ambiental, regulatorios y de gestión, para abordar en conjunto los nuevos desafíos de la industria eléctrica.

Más información: [www.cidel2014.com](http://www.cidel2014.com)



## David Farr, presidente y CEO de Emerson, visitó Chile



David Farr, presidente y CEO de Emerson, visitó Chile en julio último. Su agenda se centró en fortalecer las relaciones con los socios locales e identificar nuevas oportunidades de negocios.

Su primera actividad en la ciudad fue una serie de reuniones protocolares con miembros del gobierno chileno, el ministro de Economía, Luis Felipe Céspedes, y el vicepresidente ejecutivo del Comité de Inversiones Extranjeras, Jorge Pizarro. Se realizó la inauguración del Centro Minero de Excelencia de Emerson en Santiago, con la presencia de autoridades como Alberto Salas, presidente de SONAMI (Sociedad Nacional de Minería) y Jorge Pizarro, vicepresidente ejecutivo del Comité de Inversiones Extranjeras. Por la noche, David Farr ofreció una cena a clientes, autoridades y representantes de empresas, con los cuales la compañía mantiene vínculos en Chile.

David N. Farr se ha desempeñado como Director Ejecutivo (CEO, por sus siglas en inglés) de Emerson desde octubre del año 2000, y es el tercer CEO de la compañía en más de 56 años. Fue nombrado Presidente en septiembre del año 2004. Bajo su liderazgo, Emerson ha intensificado su posición en los mercados mundiales, aumentado su enfoque a servicios y soluciones orientadas al cliente, y ha invertido en tecnologías líderes en la industria para mejorar su crecimiento y posición de mercado a largo plazo.

## Alianza entre Crowe Horwath y VISO

La empresa VISO concretó una alianza estratégica con Crowe Horwath, para comercializar juntos su Sistema de Calificación y Control de Contratistas, desarrollado para gestionar cadenas de valor sustentables.

Con el objetivo de disminuir riesgos, trazabilizar buenas prácticas y elevar el nivel de los contratistas, VISO fortalece su posición en el mercado de la mano de una de las diez firmas de Auditoría y Consultoría más importantes del mundo, con 640 oficinas distribuidas en más de 100 países, y cerca de 28.000 profesionales trabajando en su red global.

“El acuerdo implica que VISO realizará las auditorías documentales y Crowe Horwath las presenciales, permitiéndonos incorporar inspecciones in-situ al tradicional servicio de Control de Contratistas”, puntualizó Oscar Guibalde, presidente de VISO.

“Estamos muy orgullosos de incorporar esta tecnología a nuestros servicios, que puede ser aplicada a toda la cadena de valor, de forma tal que las empresas que tercericen operaciones podrán monitorear cumplimientos en tiempo real y alinearse a las últimas tendencias en sustentabilidad”, afirmó Diana Amigo, gerente del área de Consultoría en Seguridad Social y Laboral de Crowe Horwath.

A dos años de haber sido finalista de la competencia Naves como emprendimiento tecnológico, VISO está dando sus frutos con esta alianza, que verdaderamente representa una oportunidad de crecimiento a escala.

## Barañao presentó avances del Plan Argentina Innovadora 2020



El ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Dr. Lino Barañao, acompañado por la secretaria de Planeamiento y Políticas, Dra. Ruth Ladenheim, encabezó recientemente la presentación de los resultados de las Mesas de Implementación 2013 del “Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación, Argentina Innovadora 2020”. La jornada se realizó en el Salón de las Américas del Sheraton Libertador Hotel, y tuvo como objetivo continuar con la actualización sobre la marcha de la aplicación del Plan.

Durante la apertura, el titular de la cartera de Ciencia se refirió a la importancia de la innovación, y afirmó que “avanzar hacia una economía basada en el conocimiento no es un



**International Bonded Couriers**

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)  
 Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444  
 email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

ideal exclusivamente económico, es también social, porque creemos que es la manera más democrática de alcanzar una sociedad más justa". En este sentido, sostuvo que "el desafío actual tiene que ver con incorporar no solo la innovación productiva, sino también la innovación inclusiva, es decir, crear nuevas cadenas productivas y fuentes de trabajo digno y bien remunerado a partir del conocimiento".

Por su parte, la Dra. Ladenheim recordó que el objetivo del Plan es "impulsar la innovación productiva, inclusiva y sustentable sobre la base del aprovechamiento del conocimiento científico tecnológico que tenemos en nuestro país". La funcionaria finalizó afirmando que el Plan "implica un fortalecimiento del propio Estado a través de su capacidad de planificar, de orientar el sistema científico tecnológico a prioridades socio-productivas, y de impulsar una mayor diversificación de la matriz productiva, fortaleciendo también las economías regionales".

Desde el lanzamiento del Plan hasta el presente se han realizado 22 mesas de implementación, de las que han participado 1.100 especialistas. Cada una de ellas supuso la creación de un comité o foro encargado de realizar el seguimiento de las acciones establecidas por su plan operativo. Se presentaron los resultados de las mesas realizadas en 2013 correspondientes al sector industrial, entre ellas: "Autopartes, agropartes y motopartes", y "Logística y transporte".

Vale recordar que la metodología para la elaboración del Plan fue netamente participativa. En el proceso de discusión participaron 300 referentes del sector científico-tecnológico, productivo y social. Actualmente, este proceso continúa con una etapa de programación que consiste en la realización de mesas de implementación sectoriales, que son las encargadas de establecer las acciones e indicadores concretos para llevar a cabo esas políticas. Esta instancia incluye la elaboración de Planes Operativos Anuales, a través de los cuales se establece la orientación de los fondos de financiamiento y las líneas de investigación científica y desarrollo tecnológico que permitirán realizar el seguimiento y la evaluación de las acciones llevadas a cabo.

El panel de cierre contó con la participación de la Dra. Ladenheim, del presidente de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, Dr. Fernando Goldbaum, y del coordinador ejecutivo del Gabinete Científico Tecnológico, Dr. Alejandro Mentaberry.

## Alfa Laval Argentina, con página web local

La empresa Alfa Laval, dedicada a productos especializados y soluciones de ingeniería basados en tecnologías de intercambio térmico, separación y manejo de fluidos, lanza su nueva página web local, en el marco de un proceso de mejora continua que se caracteriza por brindar mayor información y facilidades a los usuarios de Argentina.

El nuevo espacio virtual busca lograr mayor dinamismo en la navegación y ofrecer nuevas secciones de fácil y rápido acceso: [www.alfalaval.com/ar](http://www.alfalaval.com/ar)

Los equipos, sistemas y servicio técnico de la compañía están orientados a optimizar la performance de los procesos de sus clientes.



Las soluciones los ayudan a calentar, enfriar, separar y transportar productos en las industrias que producen alimentos y bebidas, químicos y petróleo, productos farmacéuticos, almidón, azúcar y etanol. Los productos de Alfa Laval también son utilizados en plantas de energía, a bordo de embarcaciones, en la industria de ingeniería mecánica, en la industria minera y para tratamiento de efluentes, además de las aplicaciones de confort y refrigeración.



## Profesionales & consultores



**VYP**  
CONSULTORES S.A.

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

(54-11) 5352-7777 [www.vyp.com.ar](http://www.vyp.com.ar)

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

---



**GiGa**  
Consulting

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

**Alejandro Gagliano**  
[agagliano@gigaconsulting.com.ar](mailto:agagliano@gigaconsulting.com.ar)

**Hugo Giampaoli**  
[hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar](mailto:hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar)

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

## Promocione sus actividades en *Petrotecnica*

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

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

Petrotecnica • agosto, 2014 | 125

# NOVEDADES DEL IAPG



## La Seccional Sur recibe la Certificación IRAM-ISO 9001

La Seccional Sur del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) recibió la Certificación de la Norma IRAM-ISO 9001 para los cursos de manejo que dicta la Escuela de Conducción Defensiva del IAPG en Comodoro Rivadavia, Chubut.



La ceremonia, realizada en la sede central del Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM) en Buenos Aires, contó con la presencia del gerente de la Seccional Sur, Conrado Bonfiglioli, y del Gerente de Seccionales del IAPG, Daniel Rellán.

La certificación IRAM-ISO-9001 no hace más que acentuar el compromiso del IAPG con la mejora continua. El IAPG Seccional Sur ofrece cursos de conducción defensiva en su sede de Comodoro Rivadavia y también en la modalidad in company en otras localidades del país.



La Escuela de Conducción Defensiva, que funciona en la sede Seccional Sur, en la calle Gobernador Moyano 420 de la ciudad de Comodoro Rivadavia, opera desde hace 15 años, y ya han pasado por sus aulas más de 60.000 personas al día de hoy, con el aporte que esto significa para la seguridad vial en yacimientos y en la vía pública. Esto ha contribuido en gran medida a morigerar las altas tasas de accidentes provocadas en las rutas sureñas.

Cabe mencionar que el IAPG es una institución sin fines de lucro, conformada por empresas del sector hidrocarburífero, de fuerte presencia en la cuenca del Golfo San Jorge. La Seccional Sur representa a toda la Cuenca y está formada por más de 30 empresas socias, entre operadoras y empresas de servicios, además de socios personales y vitalicios.

## El Comahue, narrado desde tierra adentro

Casa del Neuquén Martes 17 de Junio  
16.30 hs - Biblioteca Nacional  
Sala Augusto Corraza - Ajó 2502

Ciclo de **PRESENTACIONES**  
EN BIBLIOTECA NACIONAL 2014  
Commemoración Día del Periodista - 7 de junio

<p>TRONCO 4</p>	<p>Rodolfo Chávez</p> <p><b>CRÓNICAS DE TIERRA ADENTRO</b></p> <p>Historias, hechos y personajes del Neuquén profundo.</p>
<p>Gerardo BURTON</p> <p>Periodista</p> <p>Presentador a cargo del ciclo</p> <p>TELÓFONO 2502</p>	<p>Rodolfo CHÁVEZ</p> <p>Periodista</p> <p>Presentador a cargo del ciclo</p> <p>CASA NEUQUÉN</p>

COMITÉ DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN  
Ministerio de Cultura y Turismo, Seguridad y Trabajo

El periodista Rodolfo Chávez presentó recientemente al IAPG su libro *Crónicas de tierra adentro*, donde narra historias, hechos y personajes del Neuquén profundo. El libro, presentado oficialmente en el Museo Nacional de Bellas Artes de Neuquén, y en la Casa del Neuquén en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, es una recopilación de los más relevantes trabajos realizados por el autor en sus dos décadas como periodista en el diario Río Negro.



Rodolfo “Quique” Chávez, todo un personaje de la zona; él mismo ha demostrado que además de sus excelentes crónicas sobre energía y economía, sabe relatar las polaroids de los caminos que transita, y las crónicas más fuertes de los últimos tiempos revueltos que le ha tocado atravesar.

“Este libro es una recopilación de crónicas escritas en los últimos 20 años: desde la pueblada, hasta el caso Carrasco; desde los hallazgos paleontológicos hasta la recorrida por una mina de sal que fue origen de la riqueza pehuenche en el norte neuquino -comentó Chávez al presentar su libro-. En él está reconstruido, con nombre y apellido, el primer cruce del puente ferroviario Neuquén-Cipolletti y una entrevista con el primer piloto neuquino”.

También describe recorridas por pueblos fantasmas, por el poblado más alto, por la laguna llamada “La Fea”, que paradójicamente es bella, y un homenaje al lonco Namuncurá, junto a una descripción de luchas por derechos de los pueblos originarios, agrega el autor. Varias de sus crónicas fueron premiadas en su momento.

No faltan las anécdotas sobre el “loco de Collón Curá”, el ermitaño sobre el que se tejen mil leyendas; sobre el hombre que pagó dos millones de dólares para hacer un puente público; algunas leyendas como las que se encierran en el castillo de Talero y la mina de Auca Mahuida, junto con una entrevista al “chico del pasamontaña”, ícono de la pueblada.

La idea de recopilar sus escritos surgió de Héctor Mauriño, jefe editor de la agencia Neuquén de Río Negro, cuenta Chávez. Fue Mauriño quien lo alentó para juntar los textos, y además le escribió el prólogo. “No imaginé que ese conjunto de coberturas podía transformarse algún día en un libro”, confesó el periodista.

Desde las páginas, sus personajes, reales pero embellecidos por su mirada certera, esperan ser leídos.

## Curso especializado en ductos, en Seccional Cuyo

A finales del mes de julio, la Seccional Cuyo fue sede del prestigioso curso “Inspección Interna de Ductos – Lecciones fundamentales”, impartido por el Ing. Alejandro Gabriel Palacios.

El curso estuvo dirigido a ingenieros y técnicos involucrados en el diseño, construcción, inspección, operación, mantenimiento y gestión de integridad, de ductos de transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos; y fue impartido en momentos en que la integridad como disciplina de la industria cobra especial importancia.

El seminario permitió a los asistentes obtener las “bases y conocimientos necesarios para decidir cómo y cuándo inspeccionar internamente un ducto”, resaltando los grandes beneficios de implementar esta tecnología.

Quedó comprobada la efectividad en la aplicación de este tipo de mantenimiento, tanto desde lo técnico como desde lo económico, y se resaltaron las ventajas para los operadores de proteger al medio ambiente, a la seguridad pública, y a sus bienes patrimoniales.

La exposición ofreció a los participantes la comprensión de las etapas de “planificación, control y ejecución” de la inspección interna, de forma tal de cumplimentar con la normativa vigente. Estuvo acompañada por videos ilustrativos y ejemplos de casos prácticos, que ayudaron a la mejor comprensión de los temas.

Los contenidos aplicaron a ductos que transportan hidrocarburos (gasoductos, oleoductos y poliductos), y consistieron en:

- Tecnologías de inspección existentes en el mercado.
- Selección de la tecnología más adecuada (ventajas y desventajas).
- Planificación operativa (limpieza interna, calibración e inspección instrumentada).
- Prácticas recomendadas para concretar la inspección interna de ductos.
- Riesgos involucrados en el proceso de inspección.
- Interpretación de los reportes de inspección interna.
- Validación de la corrida de inspección.
- ¿Cómo encontrar un defecto en campo reportado por la herramienta de inspección?
- Pautas para contratar un servicio de inspección interna.
- Revisión de la normativa sobre inspección interna de ductos.
- Nacional (NAG 100 – Parte O y RTTHL 2006 – Capítulo X).
- Internacional (API 1163 y POF *Pipeline Operators Forum*).



# Cursos de actualización 2014

## Agosto

### Factores económicos de la industria del petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 20 al 22 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Mediciones en plantas de proceso (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 25 al 27 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Interpretación avanzada de perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 25 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### Fusiones y adquisiciones petroleras (nuevo)

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 28 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## Septiembre

### Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 1° al 2 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Métodos de levantamiento artificial

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 1° al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Negociación, influencia y resolución de conflictos

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 4 al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Transporte de hidrocarburos por ductos

Instructor: *A. Palacios*

Fecha: 4 y 5 de septiembre. Lugar: Mendoza

### Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de reservorios de gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 8 al 12 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Documentación de ingeniería para proyectos y obras

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Integridad de ductos: gestión de riesgos naturales (nuevo)

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 16 al 17 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Integridad de ductos: prevención de daños por terceros (nuevo)

Instructor: a confirmar

Fecha: 18 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE – Programa de inspector de recubrimientos - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y*

*A. Expósito Fernández*

Fecha: 22 al 27 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 24 de septiembre y 1° de octubre.

Lugar: Buenos Aires

### Calidad de gases naturales (incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 25 al 26 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### Taller de análisis nodal

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 30 de septiembre al 3 de octubre.

Lugar: Buenos Aires

## Octubre

### Válvulas de control (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 2 al 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Evaluación de perfiles de pozo entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 7 al 10 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Auditoría y control interno en empresas de O & G

Instructores: *R. Campo, A. Siciliano, C. Torres*

Fecha: 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Evaluación de formaciones

Instructor: *L. Stinco*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de oleoductos y poliductos troncales.

### Fundamentos de diseño conceptual, Operación y Control

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Transitorios hidráulicos en conductos de transporte de petróleo

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 27 al 29 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 30 al 31 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### Protección anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 28 al 31 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Nuevo



**Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones**

En venta en: Librerías SBS  
Enrique Santos Discapolo 1875 - Bs. As.  
[www.sbs.com.ar](http://www.sbs.com.ar)

## Noviembre

### Taller práctico: desarrollo de un yacimiento de petróleo (nuevo)

Instructores: *J. Rosbaco, M. Bernardi*

Fecha: 3 al 7 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### Sistemas de telesupervisión y control Scada

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 10 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE – Programa de protección catódica

#### Nivel 1 – Ensayista de protección catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 10 al 15 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### Procesamiento de gas natural

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccoardo, P. Albrecht, M. Arduino, J.L. Carrone, M. Esterman*

Fecha: 12 al 14 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE – Programa de protección catódica

#### Nivel 2 – Técnico en protección catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 17 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### Integridad de ductos

Instructor: *A. Palacios*

Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Mendoza

### Selección y especificación de instrumentos de nivel (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 26 al 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

## Diciembre

### Evaluación de proyectos 2. Riesgo, aceleración y mantenimiento-reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1° al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

### Integridad de ductos: evaluación de defectos (nuevo)

Instructor: a confirmar

Fecha: 2 al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

### Project Management Workshop. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 9 al 11 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

## NOVEDADES DESDE HOUSTON



## Encuentro anual del IAPG Houston

El 7 de agosto último el IAPG Houston convocó a todos sus miembros a asistir al Encuentro Anual, en el tradicional restaurant Tango & Malbec, con el fin de presentar el reporte anual 2013-2014, y llamar a elecciones del nuevo directorio para el período 2014-2015.

Los miembros fueron invitados a compartir un encuentro de camaradería, a la par de intercambiar ideas e intereses con los miembros del directorio.

El presidente saliente es el Lic. Joe M. Amador, quien en 2013 recibió el mando de la presidente saliente, Amalia Olivera-Riley.



## Siguen los preparativos para el Torneo de Golf

Siguen los preparativos para el Torneo de Golf del IAPG Houston “12th Scholarship Golf Tournament”, que se celebrará el próximo 17 de octubre, y cuyo objetivo es recaudar fondos para la beca que ofrece anualmente el IAPG Houston para estudiantes argentinos de carreras afines con los hidrocarburos que estén estudiando en los Estados Unidos.

El torneo suele ser patrocinado por varias empresas que contribuyen generosamente con los fondos para la beca “Claudio Manzolillo IAPG Houston Scholarship”, la cual es entregada a un estudiante argentino. Son ocasiones de camaradería y encuentro. Al finalizar el torneo se realizará un almuerzo y, además, rifas de premios de artículos de golf y de un par de pasajes ida y vuelta a cualquier destino, cortesía de United Airlines; todo con el mismo destino: reunir fondos para la Beca.

Más información: [www.iapghouston.org](http://www.iapghouston.org)



# ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aesa	19	Nabors International Argentina	35
Antares Naviera	44	Norpatagonica Lupatech	18
Aog'15	117	Nov Msw	53
Axion Energy	63	Oil&Gas Expo Patagonia	109
Baker Hughes Argentina	49	Omnitronic	97
Chevron	73	Pan American Energy	Retiro de tapa
Compañía Mega	27	Petroconsult	105
Conexplo'14	99	Pragmatica	30
Cummins Argentina	89	Registros de Pozos	128
Cursos IAPG	71	Schlumberger Argentina	17
Electrificadora Del Valle	15	Schneider Argentina	39 y 41
Emerson Argentina	67	Skanska	33
Enarsa	45	Superior Energy Services	69
Ensi	37	Techint	29
Esferomatic	57	Tecna	31
Foro IAPG	100	Tecpetrol	Retiro contratapa
Funcional	51	Total	9
Gabino Lockwood	65	Transmerquim Argentina	Contratapa
Ge Oil&Gas Products&Services Argentina	79	Tubhler	59
Giga	125	V y P Consultores	91
Halliburton Argentina	25	Wärtsila Argentina	103
Hotel Correntoso Lake&River	75	Weatherford Argentina	81
Ibc- International Bonded Couriers	124	Wgc'15	119
Ihs	87	YPF	7
Indura Argentina	43	Zoxi	22
Iph	95		
Lufkin Argentina	55		
Marshall Moffat	23	<b>Suplemento estadístico</b>	
Martelli Abogados	58	Industrias Epta	Contratapa
Metalurgica Siam	24	Ingeniería Sima y Nalco Argentina	Retiración de tapa
Mwh Argentina	26	Texproil	Retiración de contratapa



# Tecpetrol

Energía que crece

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



# SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza  
en América Latina

[www.gtm.net](http://www.gtm.net)

