

PETROTECNIA



6 | 12

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 | AÑO LIII | DICIEMBRE 2012



Refinación



Media sponsor de:



ENG 17 ★ GNL 17
BUENOS AIRES



5^{to} Congreso de
Producción
y desarrollo de Reservas
de Hidrocarburos

"Hacia un futuro desafiante"





LA MAYOR INVERSIÓN DE LOS ARGENTINOS

- Pan American Energy invirtió 7.800 millones de Dólares entre 2001 y 2011

...y logró

EL MEJOR RESULTADO PARA LA ARGENTINA

- 45% de aumento en su producción de petróleo
- 102% de aumento en su producción de gas natural
- 40% de aumento en sus reservas probadas de hidrocarburos

Pan American Energy reafirma su compromiso con la Argentina, perforando más pozos, explorando en tierra firme y en el mar, desarrollando nuevas áreas y construyendo nuevas plantas e instalaciones.

**APOSTAMOS POR EL CRECIMIENTO
Y LO SEGUIREMOS HACIENDO**

**Pan American
ENERGY**

Compromiso con el país



Ya estamos en el último número del 2012. Este ha sido un año con muchas novedades y también mucha actividad. Iniciamos el 2013 en el que la industria del petróleo y del gas de la Argentina nuevamente tendrá la oportunidad de afrontar un desafío importante: el desarrollo de los hidrocarburos provenientes de formaciones no convencionales. Será un desafío que involucrará y pondrá a prueba a los profesionales y técnicos, a las empresas, a las organizaciones sindicales y a las administraciones gubernamentales; en definitiva, todos tendrán que trabajar en forma coordinada y dando lo mejor de sí para convertir lo que hoy son recursos en riqueza real que promueva el desarrollo de nuestro país. El IAPG, como siempre, estará alineado con este esfuerzo para, desde su lugar, dar soporte y apoyar la consecución del objetivo deseado.

En este número tenemos todo el material y la información que nos dejó el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación que se realizó entre el 30 de noviembre y el 2 de diciembre en la ciudad de Buenos Aires. Este congreso, bajo el lema “Tecnología para la Refinería del Futuro”, estuvo organizado por la Comisión de Refinación del IAPG y contó con el apoyo de ARPEL, congregó a más de 370 participantes de toda la región y contó con la presentación de 36 trabajos técnicos y otros tantos *posters* de un muy buen nivel. Las normativas y regulaciones le imponen a la refinación una serie de desafíos tecnológicos futuros que fueron abordados por los principales especialistas cuyas ponencias se publican en este número de *Petrotecnia*. Quiero felicitar especialmente a los miembros de la Comisión Organizadora por el trabajo realizado y también agradecer a ARPEL por el apoyo que brindó a este congreso.

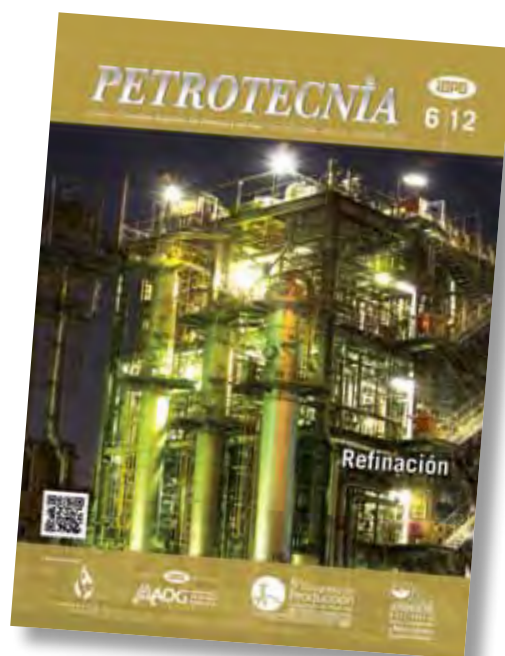
Además, incluimos una nota de Salvador Gil que hace foco en un tema sustancial: la eficiencia energética. Bajo el título “Eficiencia energética: ¿un camino sustentable hacia el autoabastecimiento?” se plantea que con un uso racional y eficiente del gas se podrían lograr ahorros comparables a lo que puede producir un gran yacimiento y que sólo en el sector residencial, comercial y oficial, el ahorro de energía posible podría ser comparable a la que actualmente se importa al país. Este es un camino en el que hay mucho para hacer y recorrer.

El año que viene tendremos actividades muy importantes, entre ellas el 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, que se realizará en la ciudad de Rosario durante el mes de mayo. Por esto, incluimos una nota al Presidente del Congreso, el Ing. Juan Carlos Pisanu, quien nos adelanta qué podemos esperar de este evento y por qué es importante participar.

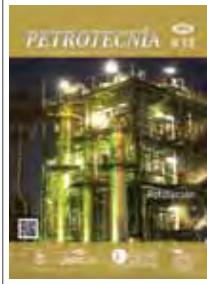
Quiero aprovechar esta ocasión para hacerles llegar a todos los lectores y amigos el deseo de unas Felices Fiestas y que el año 2013 nos brinde a todos la posibilidad de cumplir nuestros deseos.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | Refinación

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ “Debemos generar planes conjuntos que enriquezcan a la refinación”

Cerró con éxito el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, que atrajo a más de 340 asistentes, con importantes oradores de toda la región.



16

■ El efecto de la calidad de crudos en una torre de destilación

Por *Fabián G. Lombardi*

Mediante el análisis del caso de la Refinería Campana, se reflexiona sobre la importancia de operar con la menor cantidad de sólidos y sales posible en el crudo y con un riguroso seguimiento del lavado en la torre fraccionadora.



24

■ Adsorción de azufrados del petróleo utilizando nanopartículas de oro soportadas en fique

Por *Maribel Castañeda Rodas, Alexander Guzmán Monsalve y Marianny Yajaira Combariza* (Ecopetrol SA)

Sobre la utilización de un material adsorbente realizado con nanopartículas de oro soportadas sobre fibras de fique.



40

■ Impacto de los costos energéticos en la economía de refinación

Por *Pablo Oscar Vercesi* (YPF S.A.)

Una proyección de los gastos y análisis de la evolución y costos de generación, así como de la producción y los precios de los combustibles.



52

■ Desarrollo de aplicación web para la planificación de inspecciones de refinería

Por *Esteban Rubertis y Andrés Rivas* (GIE), *Agustín Soto y Ariel Corbalan* (Refinor)

Desarrollo de una aplicación para la gestión de inspecciones de las plantas de Refinería Campo Durán y Terminales de Despacho, con herramientas para centralizar documentos y mejorar su administración.



62

■ Integridad de cañerías en plantas de proceso: gerenciamiento más tecnología

Por *Raúl Isidro Román y Martín José Rebollo* (Complejo Industrial Lujan de Cuyo, YPF)

Este trabajo aborda los pasos necesarios para organizar y gestionar un plan de inspección de cañerías en plantas de proceso como refinerías y plantas químicas.

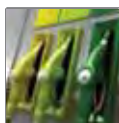


72

■ Gestión de las pérdidas de hidrógeno en un header con múltiples productores y consumidores

Por *Ing. Geraldo Márcio Diniz Santos* (Petrobras)

Para adecuarse a las exigencias del mercado del gas y a las regulaciones ambientales actuales, la refinería Duque de Caixas (Reduc) de Petrobras implementó nuevas unidades de hidrotatamiento y generadoras de hidrógeno con reforma a vapor.



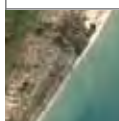
74

Mesa redonda

Panorama de innovación tecnológica

Especialistas regionales se refirieron a la situación actual de los aspectos tecnológicos de las refinerías y de sus proyecciones a corto y mediano plazo.

Notas técnica

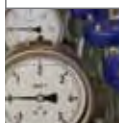


80

Cuencas del Salado y Punta del Este

Por *F. Raggio, R. Gerster y H. Welsink* (YPF S.A.)

Características de los depocentros de las cuencas del Salado y de Punta del Este, así como su actividad exploratoria.



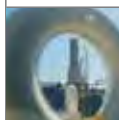
90

■ Eficiencia energética: ¿un camino sustentable hacia el autoabastecimiento?

Por *Salvador Gil y Raúl Prieto*

Con un efectivo uso racional y eficiente del gas se podrían lograr ahorros comparables a los que puede producir un gran yacimiento; sólo en el sector residencial, comercial y oficial, el ahorro de energía posible podría ser comparable al que actualmente se importa al país.

Actividades



100

■ “El futuro desafiante de la producción nos obliga a explorar alternativas concretas”

El ingeniero Juan Carlos Pisanu, presidente del Comité Organizador del 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, explica los objetivos del evento.



104

■ Nuevos ganadores en la Olimpiada sobre preservación del Ambiente

La 18.º edición del certamen que difunde entre los más jóvenes el espíritu de responsabilidad por la naturaleza tuvo su etapa final.

Congresos



108

■ Congresos y jornadas

Los que se fueron. Los que vendrán

El IAPG marca su presencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnología.

114 **Novedades de la industria**

118 **Novedades del IAPG**

121 **Novedades desde Houston**

122 **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. Martín L. Kaindl

Subeditora. 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, Victor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, 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 LIII N.º 6, diciembre de 2012

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3500 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.º 041529 - ISSN 0031-6598.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 340

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 300

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.º Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- 1.º Premio a la mejor revista de instituciones 2006
- 1.º Premio a la mejor nota técnica 2007
- 1.º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008
- 1.º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2010
- 1.º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011
- 1.º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1.º 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.º Accésit 2010, 2011 notas de bien público
- 2.º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones

Comisión Directiva 2012-2014

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1º
Vicepresidente *Upstream* Petróleo y Gas
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero

Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
AXION ENERGY ARGENTINA S.R.L.
METROGAS
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
PETROBRAS ARGENTINA S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
GAS NATURAL BAN 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
LITORAL GAS S.A.
ASTRA EVANGELISTA
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.
SOCIO PERSONAL
BUREAU VERITAS
CESVI

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Sra. Giselle Mastrandrea
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Pedro Caracoche
Ing. Andrés Cordero
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Cdor. Javier Gremes Cordero
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo

Cdor. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato

Ctdor. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Richard Brown

Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Ing. Margarita Esterman
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Juan José Mitjans

Sr. Enrique Jorge Flaiban
Ing. Raúl Bonifacio
Lic. Rodolfo H. Freyre
Sr. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Cr. Alexis Varady
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvana Oberti
Sr. Javier Gutiérrez Aranz
Ing. Andrés A. Chanes
Lic. Jorge Héctor Montanari
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Dr. Diego Saralegui
Ing. Guillermo Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamarinini
Lic. Marcelo Eduardo Rosso
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yañez

Sr. Fernando G. Araujo
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Sr. Jorge Meaggia
Ing. Edelmiro José Franco
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Tirso I. Gómez Brumana
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Ravadulla
Ing. Jorge A. Chadwick
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán D. Flores Gómez
Ing. José María González

Comunidad de intereses

¿Y si la lucha contra el cambio climático y la satisfacción de las necesidades energéticas fuesen inseparables?



Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar una mayor eficacia energética y optimizar sus procesos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Con su proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO₂ en la cuenca de Lacq (Francia), Total está desarrollando una tecnología innovadora para combatir el calentamiento global.

www.total.com



Nuestra energía es suya

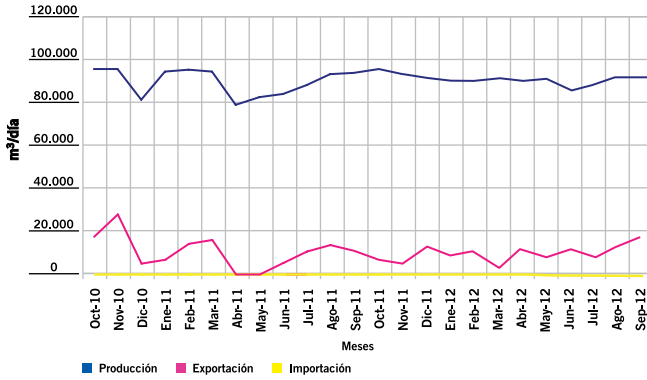
TOTAL

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

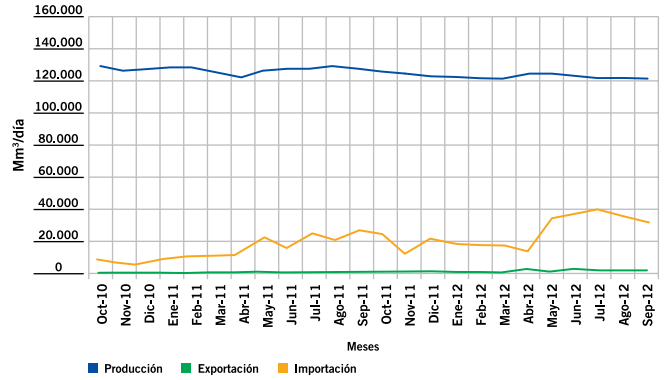


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

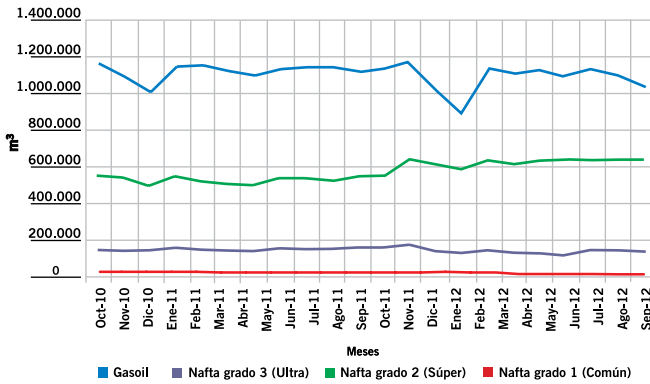
Producción de petróleo vs. importación y exportación



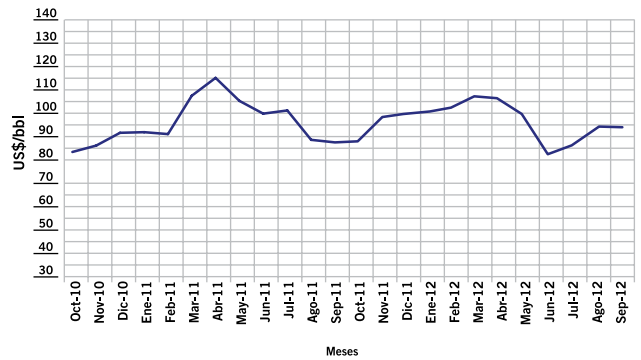
Producción de gas natural vs. importación y exportación



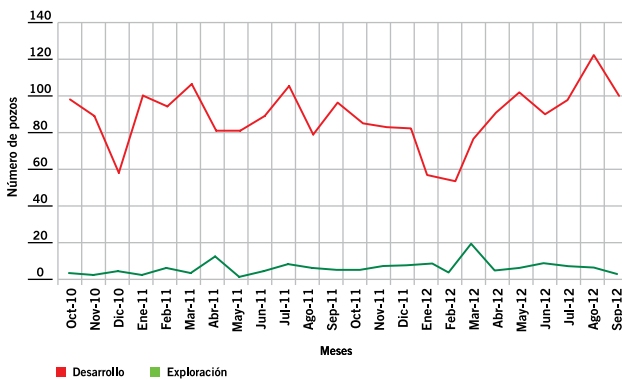
Ventas de los principales productos



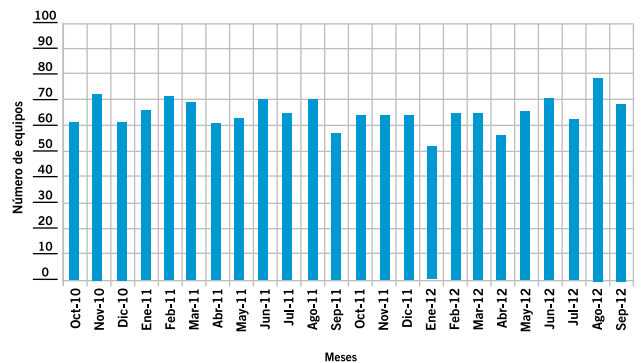
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Shale Gas

Experiencia en Shale Gas que da resultado

Foto: Getty Images - Foto: Shutterstock.com



Schlumberger combina todos sus años de investigación aplicada con su experiencia obtenida en el campo para realizar operaciones exitosas en yacimientos no convencionales.

En América Latina, hemos realizado las primeras fracturas hidráulicas con monitoreo StimMAP* para Tight Gas y Shale Gas. En Argentina, los expertos del Centro de Conocimiento de Shale Gas vinculan los análisis de coronas con los estudios petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos para el diseño, ejecución y evaluación de las fracturas hidráulicas, brindando así una solución integral. A nivel mundial, nuestros clientes obtienen el máximo provecho de los entrenamientos en Shale Gas que brinda NExT* Network of Excellence in Training.

Acelere su curva de aprendizaje en yacimientos no convencionales para realizar operaciones eficientes, económicas y seguras para el medioambiente.

www.slb.com/shalegas

Experiencia Global | **Tecnología Innovadora** | Impacto Medible

Schlumberger

“Debemos generar planes conjuntos que enriquezcan a la refinación”





Cerró con éxito el evento del *downstream* que atrajo a más de 340 asistentes, con importantes oradores de toda la región.

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) realizó del 30 de octubre al 2 de noviembre el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, junto con la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

A lo largo de estos días, más de 340 profesionales y estudiantes activos del sector de la refinación, provenientes de la Argentina y de más de 10 países, trataron la actualidad del *downstream*, crucial para el país, incluidos sus aspectos técnicos, tecnológicos y económicos, tanto en el contexto nacional como en el regional y el mundial.

El evento tuvo lugar en el Sheraton Buenos Aires Hotel & Convention Center de la Ciudad de Buenos Aires, y se ha convertido en el ámbito tradicional donde se presentan los problemas actuales, las experiencias y los éxitos de este segmento de la industria.

Se recibieron decenas de trabajos “que para el Comité Técnico fue todo un desafío evaluar y clasificar para estas exposiciones –dijo el ingeniero Luis Fredes, presidente del Comité Técnico de la organización del 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación–; se realizaron 36 presentaciones y una cantidad similar de *posters*, cuatro conferencias y tres mesas redondas”.





Y agregó: “A lo largo de estos tres días, hemos hablado de los temas que nos preocupan en las refinerías de la región; hemos tenido a la industria automotriz por primera vez en esta mesa, y hemos escuchado cuatro importantes conferencias sobre refinación y tuvimos distinguidas presencias que nos hablaron sobre las soluciones tecnológicas

que estamos afrontando”.

Asimismo, dijo el Ing. Fredes, “tuvimos un muy interesante debate sobre la educación tecnológica, y hablamos de servicios de ingeniería, que es una preocupación muy grande con miras a los proyectos que vienen”.

Fredes agradeció a los presentes por el debate tan enri-

NORPATAGONICA

LUPATECH

Somos 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 • Limpieza industrial • Limpiezas mecánicas y/o químicas •
- Bombes de alta y baja presión • Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas •
- Operación de plantas (petróleo, gas y agua) • Transporte de sustancias peligrosas.

LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

El sistema Fiberware consiste en la colocación de una camisa (liner) de PEAD o ERFV cementado dentro del tubing, con lo que se logran evitar los espacios libres en el anular. La continuidad del revestimiento entre tubo y tubo se garantiza mediante anillos de barrera de corrosión (CBR), especialmente diseñados, evitando así todo contacto del fluido con el metal y son terminados herméticamente en ambos extremos (Pin y Cupla).

**Ruta 7 – Parque industrial Neuquén – Neuquén (8300) – Argentina – Tel.: + 54 (299) 4413033 – 4413052
norpatagonica@lupatech.com / www.norpatagonica.com**

soluciones de excelencia

INGENIERÍA • FABRICACIÓN • CONSTRUCCIÓN • SERVICIOS

AESA | www.aesa.com.ar



**ANCAP – Proyecto de Gas Oil
y Gasolina de Bajo Azufre**
Refinería La Teja,
Montevideo, Uruguay



quecedor y profundo de ideas, y también “a las empresas que nos brindaron su patrocinio y a las empresas que acompañaron con *stands*”; así como al IAPG “y a los amigos del equipo técnico”.



Como es una tradición en este congreso, se realizó el anuncio sobre el próximo congreso: el cuarto de refinación, para noviembre de 2015; más adelante se confirmará la sede.

Por su parte, el presidente del Comité Organizador del congreso, el Ing. Daniel Palomeque, agregó que “para el equipo de refinadores, el IAPG puede y debe convertirse en una herramienta que hay que potenciar, dado que nos relaciona para tener mejores prácticas compartidas... debemos generar planes conjuntos que enriquezcan a la refinación y a los aspectos que nos resulta imprescindibles”.

Palomeque respaldó la figura del Instituto e invitó a fortalecerlo “para que a través suyo podamos capitalizar experiencia y comunicación en forma conjunta”.

Reveló, por su parte, que la presidencia del 4.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación ha sido asignada al Ing. Claudio Rajewer.

Al cierre de la tercera edición, se realizó una conferencia sobre proyectos y desafíos de la refinación, a cargo precisamente de Palomeque; y la mesa redonda “Cómo se preparan las empresas para el futuro a cinco años vista”, a cargo de prestigiosos panelistas.

El programa completo del 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, así como las presentaciones, pueden descargarse de www.iapg.org.ar. ■



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com



El efecto de la calidad de crudos en una torre de destilación

Por **Fabián G. Lombardi**

Este trabajo analiza los hechos y el costo que trajo a la Refinería Campana la severa obstrucción de la zona de lavado generada por sólidos, detectada en 2011 durante la parada de la planta, y reflexiona sobre la importancia de operar con la menor cantidad de sólidos y sales posible en el crudo y con un riguroso seguimiento del lavado en la torre fraccionadora.

La cantidad de sólidos en el crudo recibido en ESSO Refinería Campana ha aumentado el 200% en los últimos 10 años, con sus evidentes impactos en la operación: mayor consumo de soda cáustica para control de corrosión, elevada tasa de ensuciamiento de los intercambiadores de calor, baja eficiencia de operación de los desaladores y reducciones del procesamiento de crudo como consecuencia del retiro de servicio de intercambiadores de calor para limpieza.

A partir de 2008, la refinería comenzó a manifestar anomalías en la torre fraccionadora de crudo y los *gamma scanning* realizados en ese período indicaron una inundación por ensuciamiento en la zona media.

Reiterados incidentes de coloreado de gasoil se sucedieron en ese período, y una elevada concentración de sales y metales en la corriente de gasoil pesado (GOP) provocaban perturbaciones en la operación de la unidad de craqueo catalítico fluido (FCCU), forzando a disponerla en fueloil –cada vez que la logística lo permitiera– y, posteriormente, al mismo fondo de la fraccionadora, lo que provocaba una sobrecarga a la unidad de destilación de crudo de vacío aguas abajo. El procesamiento de crudo fue limitado debido a la operación de la fraccionadora atmosférica.

Durante la parada de la planta de 2011, la inspección de la torre evidenció que la zona de lavado se encontraba totalmente obstruida por la deposición de sólidos, que demostró ser tan severa como para –en aproximadamente tres años– obstruir el descenso de líquido, tapar los *clearances* de los *downcomers* y aún el área libre de los platos en dicha zona. El análisis de lo sucedido y el costo que involucró para la refinería demuestran la importancia de operar con la menor cantidad de sólidos y sales posible en el crudo y con un seguimiento estricto del lavado en la torre fraccionadora.

Los hechos

A finales del año 2007 y principios del 2008, la torre de destilación atmosférica de crudo de ESSO Refinería Campana comenzó a experimentar problemas de color en el corte de gasoil. El corte se tornaba negro dando muestras de estar contaminado por cortes más pesados, lo que forzaba a enviarlo a un tanque de emergencia para ser re-procesado y no sacar fuera de especificación un tanque de despacho. Inicialmente, este problema fue tomado como un manejo inadecuado de las variables en la zona de lavado de la torre, o sea, en la zona inmediatamente superior a la zona *flash*, pensando en un fenómeno de *entrainment* como potencial causa.

En marzo del 2008 el problema se tornó más frecuente por lo que producía cantidades cada vez mayores de gasoil fuera de especificación y se perdía una importante cantidad de la producción. Se inició, entonces, un *troubleshooting* minucioso de la torre.

Desarrollo

A mediados de marzo de 2008 se realizó un *gamma scanning* con una empresa local para verificar y determinar el alcance del fenómeno.

El *gamma scanning* de la torre de destilación atmosférica de crudo mostró los siguientes resultados: la torre poseía sus internos sin daños mecánicos apreciables y el perfil de líquido y vapor era normales en todos los platos excepto en el 39 y el 40, según se muestra en la figura 1.

El perfil anormal en los platos 39 y 40 podía explicarse por su inundación. El plato 41 no estaba en condiciones de inundación porque de él se extrae el corte de *overflash* que se conduce a uno de los platos inferiores de *stripping* con vapor, con lo cual parte del líquido no baja al plato 42.

El corte de *overflash* es necesario para asegurar que existe líquido remanente que cae al fondo de la torre y,

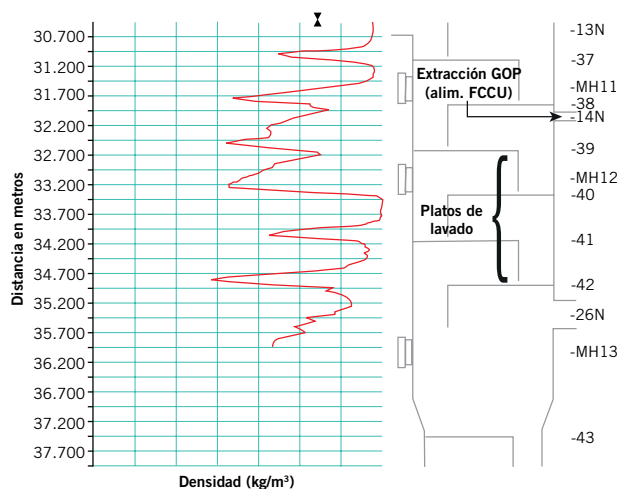


Figura 1. *Gamma scanning* zona inferior torre de Crudo Refinería Campana, marzo del 2008.

por lo tanto, los productos vaporizados del crudo no se contaminan con productos pesados que deben salir por el fondo. Se observa en el *scanning* que el plato 42 (el último) también posee una ligera tendencia a la inundación. En tanto, el plato 38 no posee condiciones de inundación porque de él se extrae el corte de gasoil pesado que alimenta a la unidad de FCCU, con lo cual resulta relativamente sencillo eliminar el progreso de la inundación de la torre fraccionadora variando el caudal de extracción del corte.

Lo que el *scanning* dejaba en evidencia era que los platos intermedios de la zona de lavado poseían algún tipo de problema. En ese momento se pensó que podía haber alto *entrainment* en dicha zona potencialmente debido a: ensuciamiento incipiente, haber llegado a la capacidad última de manejo de vapores y líquido de los platos o una combinación de ambas. Como en dicho período se había llegado a la máxima carga histórica de procesamiento de crudo y, además, un poco más allá de la capacidad de diseño de la unidad, fue que se sospechó de la capacidad última hidráulica de los platos.

Se determinó cuál era el máximo delta de presión (dP) admisible entre la zona *flash* y el tope más allá del cual la fraccionadora se inundaba, y se continuó operando respetando este máximo dP, usando como variable manipulada el caudal de extracción de gasoil pesado al FCCU. Posteriormente, se automatizó inclusive a nivel de Sistema de Control Distribuido (DCS, por su sigla en inglés *Distributed Control System*) esta forma de operación. También se operó con menor caudal de vapor al *stripper* del corte de fondo para aliviar la carga de vapores y el dP asociado.

Mientras tanto, se trabajó en tratar de eliminar dicho dP en operación teniendo en cuenta que los *downcomers* de los platos 39 y 40 podían estar sucios. Para ello, se instalaron en operación líneas de vapor usando conexiones menores existentes en la zona del plato 40 y se intentó en varias oportunidades soplar el plato. Todo ello resultó infructuoso o con resultados alentadores por cortísimo plazo, con lo cual no pudo sacarse a la torre de la condición de inundación.

A medida que transcurría el tiempo, la torre experimentaba cada vez más dificultades para ser operada: el dP aumentaba progresivamente, –valores de operación nor-

males de 0,20 pasaron a 0,65 kg/cm²— se debía sacar más caudal de corte de GOP y de peor calidad, ya que los niveles de Na, Ni y V aumentaban cada vez más, por ejemplo el Na pasó de valores < 1 wppm a valores de más de 10 wppm. Y en muchos casos aún, había momentos en los que no podía evitarse que el gasoil se tornara negro.

En octubre del 2008, se efectuó otro *scanning* para comparar la situación con la de marzo y poder entender la diferencia. El *scanning* se realizó en los platos de la totalidad de la torre como la vez anterior y, además, específicamente en los *downcomers*. También se repitió disminuyendo el caudal de vapor de *stripping* al corte de fondo.

Las conclusiones fueron las siguientes (figura 2):

- La torre no mostraba daños mecánicos.
- La inundación se había extendido en forma sostenida hasta los platos 32 y 33, con lo cual la situación había empeorado, y reafirmaba las variables macroscópicas de operación.
- Los platos 41 y 42 no se mostraban inundados y existía un claro cuello de botella en la zona del plato 40.
- Los vertederos de los platos se encontraban inundados sin diferencia de densidades lo cual demostraba que no existía inundación de *downcomers*.
- El vertedero del plato 39 mostraba una diferencia contrastante de densidades con una zona de unos 10 cm de alta densidad cercana al final del *downcomer*, por debajo de la cual —o sea, ingresando en el plato inferior, el 40—, se iniciaba una zona de baja densidad

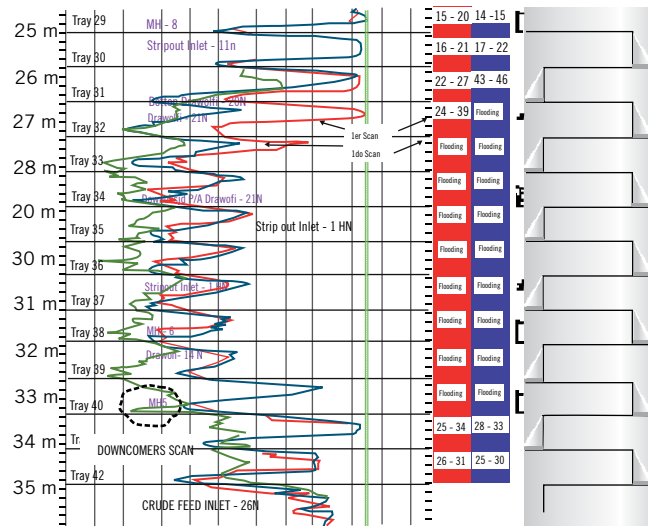


Figura 2. *Gamma scanning* zona inferior torre de crudo Refinería Campana, octubre del 2008.

que evidenciaba zona de vapores. Esta zona de alta densidad claramente mostraba una obstrucción (líneas punteadas en figura 2).

Luego de esta etapa de diagnóstico, se decidió que la mejor forma de operar hasta la próxima parada programada de planta en agosto del 2011, sería intentar *bypasar* el *downcomer* del plato 39 y para ello se instalaría

MEDANITO DESARROLLA SU PLAN ESTRATÉGICO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y PETRÓLEO, MULTIPLICANDO SUS INVERSIONES, AMPLIANDO SUS NEGOCIOS, BUSCANDO SIEMPRE FORTALECER EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL.

Medanito

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) 457-2670
Fax: (54-291) 457-2471



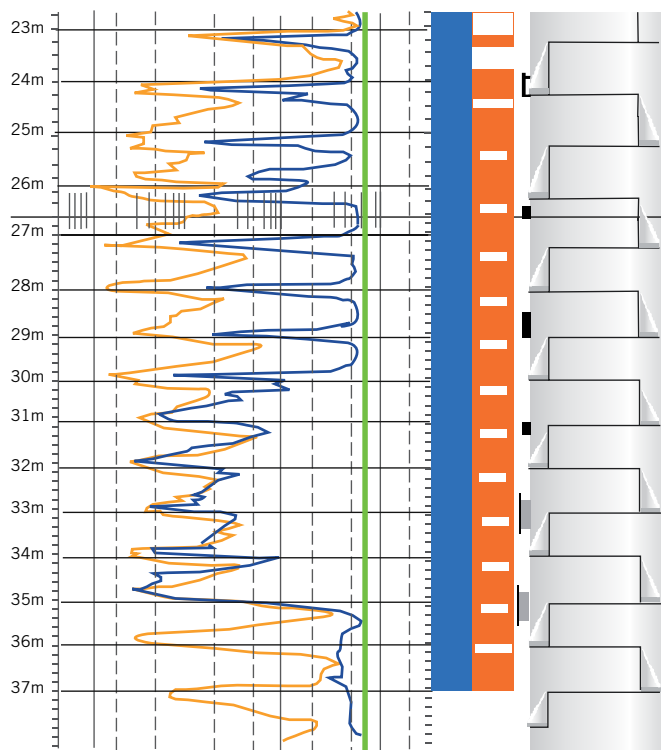


Figura 3. **Gamma scanning** zona inferior torre de crudo Refinería Campana, abril del 2010.

en operación una cañería que ingresaría al *downcomer* para desagotar la columna de líquido que se generaba en dicho punto a través de la línea de *overflow* a los platos del *stripper* de fondo.

Después de mucho trabajo y análisis de la tarea que debía efectuarse, practicando agujeros a la torre en operación, se montó la cañería y esta mostró resultados muy limitados y por corto tiempo. Lo que se evidenciaba era que el líquido no drenaba en forma continua ni en caudal suficiente como para sacar a la torre de su condición de inundación.

En paralelo, se había trabajado en la determinación de la capacidad última de los platos a máxima carga, y los cálculos de la hidráulica mostraron dos puntos importantes:

- Si bien la hidráulica es susceptible de inundación a carga máxima de la unidad (90 kbd, 14 km³/día), era en sí mismo un factor contribuyente y no básico.
- El diseño de los *downcomers* en la zona de lavado, del tipo "*recessed downcomer*", posee zonas de baja velocidad y no es recomendable para servicios sucios.

Ya en el año 2010 y con condiciones cada vez más complicadas de operación, fue necesario retirar en forma permanente el corte de GOP a fueloil debido a la mala calidad del corte como alimentación al FCCU. El lavado de los gases se había tornado muy pobre y no era posible eliminar los compuestos pesados ni los contaminantes a los cortes valiosos. Cuando logísticamente no era posible

Plantas Industriales

Neuquén: Tel.: +54 0299 445-7000 / email: info@zoxisa.com.ar

Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 406-0004 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar

www.zoxisa.com.ar

ZOXI

LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



con el objeto de optimizar su rentabilidad en la operación"

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 (Preambros 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



KAMET

**CALZADO de
SEGURIDAD**

producto argentino 

www.kamet.com.ar



El Símbolo S de la Secretaría de Comercio indica que los productos que lo llevan cumplen con las normas vigentes de fabricación y comercialización para los Elementos de Protección Personal (E.P.P.), según lo exige la Resolución N° 896/99. El Sello IRAM de Conformidad con Norma certifica el cumplimiento de la exigencia de la Norma IRAM 3.610 vigente para Calzado de Seguridad.



SISTEMA DE GESTION DE LA CALIDAD
ISO 9001: 2008 certificado por IRAM
en Diciembre de 2009.
R.I. 9000-555

Security Supply S.A.
Yatay N° 781 - B1822DXP
Valentin Alsina
Buenos Aires / Argentina
www.kamet.com.ar
info@securitysupply.com.ar
(+5411) 4208-1697



Figura 4. Vista del plato de la zona de lavado que muestra el espesor de los depósitos, agosto del 2011.



Figura 5. Vista inferior del plato de la zona de lavado que muestra agujeros tapados, agosto del 2011.

derivar dicho corte a fueloil, debió conectarse a la cañería que se montó para *by-pasear* el plato 40 para enviarlo al fondo de la torre atmosférica y de allí alimentarse inevitablemente a la torre de vacío. Es decir, las condiciones de ensuciamiento de los *downcomers* del plato 39, principalmente, y de los de la zona de lavado de vapores (platos 38, 40, 41 y 42, o sea, los inferiores al primer corte de la torre, gasoil pesado) determinaron que el tránsito de líquido que descendía por los *downcomers* fuera casi nulo, y se terminara operando la torre con el corte de GOP alineado a la torre de vacío. Esto determinó una pérdida significativa de rendimientos globales de las unidades de destilación atmosférica y de vacío.

Un tercer *scanning* efectuado en marzo del 2010 mostró que la forma de operar descrita en el párrafo anterior era la única posible para controlar la inundación y mantener la operación con un margen razonable para no colorear el gasoil. El último *scanning* realizado en dos condiciones, una de ellas en la que se colocó en condiciones de inundación a la torre, mostró que el fenómeno era muy sensible a los cambios en la extracción del último corte –gasoil pesado–, y aún en operación “normal” la torre había perdido irremediablemente al menos, unos 10 platos de fraccionamiento entre GOP (alimentación al FCCU) y gasoil, mientras que los platos 41 y 42 se encontraban totalmente secos, ver figura 3. En esta instancia, se sospechó, además, de la posibilidad de que el último plato, 42, ya estuviera dañado.

En agosto del 2011, se realizó una parada de la unidad en la cual se ingresó a la torre atmosférica y lo que pudo encontrarse corroboró lo que se infería de las variables operativas y los *gamma scannings*.

Los platos de lavado poseían los *downcomers* totalmente obstruidos por sólidos duros como piedra de unos 4 a 8 cm de espesor que habían tomado la forma de los lugares donde se habían acumulado. También los agujeros de las bandejas estaban completa o parcialmente tapados en la totalidad de la bandeja y podía observarse claramente cómo la suciedad progresaba desde la zona inferior del plato hasta la superior. Era difícil imaginar cómo podía haberse establecido un flujo de vapor y de líquido normales en esa zona.

Las fotos de las figuras 4 y 5 son elocuentes en este aspecto. La torre había tenido su parada inmediata anterior para mantenimiento programada en abril del 2005, con lo cual operó más de 6 años.

Conclusiones

En un cálculo estimativo, ingresan a Refinería Campana unas 50 toneladas de sólido por día junto con el crudo procesado. De diversos ensayos realizados en la refinería en los últimos años, se ha determinado que los desaladores no son un medio efectivo de removerlos y someten a un severo ensuciamiento a los equipos aguas abajo.

La torre de destilación atmosférica de crudo es un lugar muy susceptible de ensuciamiento en especial si se busca un intervalo de tiempo grande entre paradas de planta y si no se posee un arreglo versátil de operación y un diseño adecuado para mitigar el ensuciamiento.

Para la próxima parada mecánica de la unidad se prevé el reemplazo de las bandejas por un nuevo diseño menos susceptible al ensuciamiento, con mayor área libre, mejores condiciones relacionadas con la hidráulica de inundación y *weeping*, y mayor capacidad.

Los crudos nacionales continúan siendo una fuente de problemas para el refinador, y la industria posee una asignatura pendiente en encontrar una tecnología eficiente y económica para eliminar los sólidos del crudo. ■

Glosario

Clearances: luz, espacio libre, tolerancia de ajuste.

Downcomers: cañería de flujo bajante.

Entrainment: arrastre de líquido en el vapor.

Gamma scanning: exámen por rayos gamma.

Troubleshooting: búsqueda de fallas.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



Adsorción de azufrados del petróleo utilizando nanopartículas de oro soportadas en fique

Por *Maribel Castañeda Rodas, Alexander Guzmán Monsalve* y *Marianny Yajaira Combariza* (Ecopetrol SA)

El presente trabajo analiza la utilización de un material adsorbente novedoso realizado con nanopartículas de oro soportadas sobre fibras de fique, con el fin de adsorber y extraer compuestos azufrados de fracciones del petróleo, y efectuar su posterior análisis.

Dentro del petróleo, el azufre viene representado por una variedad de especies químicas. Estos compuestos son causantes de problemas operacionales en plantas y refinerías y deben ser retirados de los productos destilados del petróleo para cumplir con las regulaciones ambientales impuestas para los combustibles.

Según Abdel-Aal (2003), los compuestos azufrados típicos presentes en crudos son:

- **Mercaptanos (H-S-R):** el sulfuro de hidrógeno, H-S-H, se considera como la forma más simple de mercaptano. Presenta un olor muy desagradable, sin embargo las formas más complejas en la serie de los mercaptanos tienen olores más pungentes.
- **Sulfuros (R-S-R):** no son tan perceptibles olfativamente como los mercaptanos. Los sulfuros se pueden remover por técnicas de hidrotreamiento.

- **Polisulfuros (R-S-S-R):** compuestos azufrados más complejos que pueden descomponerse y, en algunos casos, depositar azufre elemental. Los polisulfuros también se pueden eliminar por hidrotreamiento.

En Colombia se ha incrementado la producción de crudos pesados, el crudo Castilla, mayor productor de crudo pesado en Colombia y primer campo de la operación directa de Ecopetrol, ha duplicado su producción entre el 2003 y el 2006; y un 50% más en 2009 (Gutiérrez, 2011). Otros crudos pesados como Rubiales, San Fernando, Teca, Nare y Jazmín aumentarán en el país, y con estos, destilados con mayor contenido de azufrados.

Contar con el conocimiento de las especies azufradas presentes en el crudo así como la presencia y la distribución de estos compuestos en las diferentes fracciones es de suma importancia para desarrollar y mejorar los procesos de exploración, producción y refinación del petróleo.

Analizar los compuestos azufrados presentes en el petróleo no es una tarea sencilla, ya que estas especies se encuentran inmersas en una mezcla de miles de compuestos químicos, en concentraciones relativamente bajas. El contenido de azufre en un crudo normalmente se encuentra entre 0,05 y 2,5% (Abdel-Aal and Mohamed, 2003).

Desde la década de 1960, se han desarrollado métodos analíticos con el objetivo de identificar y cuantificar las especies azufradas existentes en el crudo; estos se han basado principalmente en la separación inicial de las fracciones saturada y aromática del crudo y su posterior análisis utilizando técnicas como cromatografía de gases (GC) con detectores columbométricos (Martin and Grant, 1965; Drushel, 1969), fotométrico de llama (FPD) y selectivo de masas (MSD), CG acoplada a espectrometría de masas con plasma con acoplamiento inductivo (ICPMS), espectrometría de resonancia magnética nuclear (NMR), espectrofotometría de infrarrojo (IR), y espectrometría de masas de alta resolución (ICR-MS), (Wang and Finigas, 1997; Mossner and Wise, 1999).

Todas estas técnicas presentan limitaciones asociadas principalmente con la complejidad del petróleo y en todos estos trabajos solamente se han logrado identificar ciertas fracciones, (Orr and Sinnighe, 1990). En los últimos años la espectrometría de masas de alta resolución ha logrado realizar especiación de compuestos azufrados del petróleo (Purcell et ál., 2007) pero aún esta técnica no está al alcance de todos debido al alto costo y a la complejidad del equipo; así como, al requerimiento de personal altamente calificado para su operación.

En los últimos años el florecimiento de la nanotecnología ha representado impactos significativos en el desarrollo de nuevas estrategias analíticas para la extracción y el análisis de compuestos de interés (Walczak et ál., 1991; Nuzzo et ál., 1987).

Las nanopartículas de metales nobles, en particular del oro, presentan interacciones características con grupos funcionales específicos que pueden ser usadas de manera ventajosa desde el punto de vista analítico. Muchas investigaciones se han enfocado en estudiar la adsorción de compuestos azufrados sobre nanopartículas de oro por ser este metal el mejor sustrato utilizado para la formación de monocapas autoorganizadas (SAMs) (Lustemberg et ál., 2008).

En este trabajo de investigación se utiliza un material adsorbente novedoso realizado con nanopartículas de oro soportadas sobre fibras de fique (biocomposito, Fique Au NPs) con el objetivo de utilizar las bondades de la nanotecnología y la afinidad del oro para adsorber y extraer específicamente compuestos azufrados de fracciones del petróleo y analizarlos de manera aislada.

Desarrollo experimental

Síntesis y caracterización del biocomposito

Se utilizaron fibras de fique modificadas con nanopartículas de oro (Au NPs). Las condiciones de síntesis y la caracterización fisicoquímica del material se encuentran reportados por Castellanos (2011). En resumen, el material biocomposito se obtiene mediante una síntesis in situ de nanopartículas de oro sobre las fibras de fique. Esta síntesis involucra una etapa inicial de cationización de la fibra e impregnación con aniones AuCl_4^- , seguida por una reducción con NaBH_4 para formar las NPs.

Las Au NPs se soportaron sobre fibras de aproximadamente 15 cm de longitud. Para todos los análisis de adsorción, las fibras se cortaron y se llevaron a un tamaño aproximado 3 mm como se presenta en la figura 1, esto para facilitar su manipulación dentro de los recipientes de vidrio elegidos para todos los experimentos.

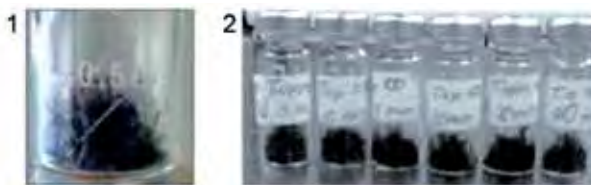


Figura 1. Biocomposito de fique y Au NPs.

Figura 2. Viales de 2 ml con biocomposito para experimento de cinética.

La caracterización de la fibra de fique en cuanto a estructura y morfología, y para el biocomposito en términos de tamaño y distribución superficial de las Au NPs; se realizó por microscopía electrónica. El contenido de Au en la fibra (relación w/w nanopartícula/fibra) se realizó mediante la técnica ICP-MS (*Inductive Coupled Plasma Mass Spectrometry*) utilizando el equipo ELAN 6000.

Metodología analítica

Para la medición de la concentración inicial de cada una de las naftas y la concentración remanente después del proceso de adsorción, se utilizó un cromatógrafo de gases Agilent 6890 con detector específico de azufre por quimioluminiscencia SCD-355 y columna BP1 30 m x 0,32 mm x 4,0 μm (metilpolisiloxano). Las condiciones de operación se basaron en la norma ASTM 5623 la cual permite cubrir todo el rango de ebullición de los compuestos azufrados presentes en las naftas.

Cantidad de biocomposito a utilizar en las pruebas de adsorción

Para todos los experimentos se definió trabajar con viales de vidrio de 2 ml, en estas condiciones se hizo ne-

cesario establecer la cantidad de biocomposito a utilizar para obtener una buena adsorción y adecuada al recipiente elegido. Con este objetivo se prepararon cinco experimentos utilizando: 0,01; 0,02; 0,03; 0,04 y 0,05 gramos de biocomposito en cinco viales y se agregó en cada uno 1 ml de solución de nafta. La mezcla se dejó en contacto por 30 minutos a una temperatura de 20 °C. Una vez pasado este tiempo, se retiró la solución del vial y se analizó por GC-SCD para establecer la concentración remanente.

Cinética de adsorción

Para definir el comportamiento de la adsorción sobre el biocomposito al variar el tiempo, para cada nafta se prepararon 6 viales con aproximadamente 0,04 gramos de biocomposito cada uno (figura 2), así como 6 viales utilizando 0,04 g de fique y 1 ml de nafta. Todos los experimentos se realizaron por triplicado para revisar la repetibilidad, y cada solución fue analizada por GC-SCD después de 5, 10, 15, 20, 30 y 40 minutos de contacto biocomposito-nafta y fique-nafta.

Modelos cinéticos de adsorción

Para identificar el mecanismo controlante en la velocidad de adsorción de los compuestos azufrados sobre el biocomposito, se consideró que la adsorción se da con la transferencia de una molécula de la fase líquida hacia la

fase sólida y que se rige por las leyes de equilibrio entre la concentración de la fase líquida y la concentración de la fase sólida, sobre la superficie del material que actúa como adsorbente, (Vinod, V. P. and T. S. Anirudhan, 2003).

Para este propósito se utilizaron modelos cinéticos de adsorción reacción y adsorción difusión (Qiu, Hui. LV, Lu.; Pan, Bing-cai; Zhang, Qing-jian; Zhang, Wei-ming; Zhang, Quan-xing, 2009) Lagergren o modelo de pseudo-primer orden: la expresión matemática correspondiente a la cinética de primer orden reversible ha sido utilizada en la bioadsorción de iones metálicos. Este modelo se basa en la suposición de que a cada ión metálico se le asigna un sitio de adsorción del material adsorbente, lo cual en términos de velocidad de reacción se expresa como:

$$\log q_e - q_t = \log q_e - K_1 t / 2,303 \quad (1)$$

La ecuación (1) para definir este modelo se basa en una evolución de la carga respecto al tiempo:

Donde q_e y q_t denotan las cantidades adsorbidas en el equilibrio y a tiempo t respectivamente, K_1 es la constante de la cinética de pseudoprimer orden.

Pseudosegundo orden: este modelo se define como:

$$t / q_t = 1 / K_2 q_e^2 + t / q_e \quad (2)$$

Donde K_2 es la constante de pseudosegundo orden.



gasmarra
energy

**un compromiso/
negocios y servicios confiables**

+ comercialización de gas natural + capacidad de transporte
+ hidrocarburos líquidos + negocios en E&P y energía

www.gasmarra.com.ar

Dardo Rocha 3168 2ºA · Martínez · Buenos Aires · tel/fax: +5411 4717-6000
Andrés Braconi · cel. +54911 5755-0101 · andres.braconi@gasmarra.com.ar



**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

**ENERGY
ENVIRONMENT
ECONOMY**



WÄRTSILÄ

El modelo de pseudosegundo orden representa la quimisorción o adsorción química debido a la formación de enlaces químicos (interacciones fuertes) entre el adsorbente y el adsorbato en una monocapa en la superficie (IUPAC, por si sigla en inglés, International Union of Pure and Applied Chemistry, es decir, Unión Internacional de Química Pura y Aplicada).

Weber-Morris. Modelo de difusión intraparticular: la difusión intraparticular se caracteriza por la dependencia entre la adsorción específica y la raíz cuadrada del tiempo, la pendiente es la velocidad de difusión intraparticular.

$$q_t = K d \sqrt{t} \quad (3)$$

Elovich: este modelo, de aplicación general en procesos de quimisorción, supone que los sitios activos del adsorbente son heterogéneos (Cheung, 2001) y, por ello, exhiben diferentes energías de activación, basándose en un mecanismo de reacción de segundo orden para un proceso de reacción heterogénea.

La expresión matemática que rige el comportamiento de este modelo es la siguiente:

$$q_t = (1/\beta) \ln (\alpha/\beta) + (1/\beta) \ln t \quad (4)$$

Donde α y β son constantes del modelo.

Este modelo ha mostrado resultados satisfactorios en la identificación del mecanismo controlante en procesos de adsorción de un soluto en fase líquida a partir de un sólido adsorbente (Ozacar, 2005; Pérez, 2007).

Difusión parabólica: se define el comportamiento en que el fenómeno de difusión es la etapa controlante.

$$q_t / q_e = R d \cdot t^{(1/2)} \quad (5)$$

Función potencial: el modelo es empírico y se expresa como:

$$q_t = K v \quad (6)$$

Donde K y v son constantes, y v es positivo e inferior a uno.

Cinéticas orden 0, orden 1, orden 2: para estos modelos se asimila la adsorción como una reacción entre el adsorbato y el adsorbente que forman un complejo adsorbato-adsorbente.

Las expresiones que definen cada una de estas cinéticas son las siguientes:

$$\text{Cinética orden 0} \quad C_{eq} = C_0 - Kt \quad (7)$$

$$\text{Cinética orden 1} \quad \ln C_{eq} = \ln C_0 - Kt \quad (8)$$

$$\text{Cinética orden 2} \quad 1/C_{eq} = 1/C_0 + Kt \quad (9)$$

Donde K es la constante cinética para cada modelo.

Isotermas de adsorción

La nafta pesada fue diluida al 75%, 50% y 25% en iso-octano para contar con diferentes concentraciones de compuestos azufrados y de esta manera obtener isotermas de adsorción de cada uno de sus compuestos azufrados. En todos los experimentos se emplearon 0,04 g del biocomposito, 1 cm³ de nafta, empacada en un vial de vidrio de 2 cm³, y un tiempo de contacto de 30 minutos a 20 °C. La cantidad adsorbida se estableció como la diferencia entre la concentración inicial y la final.

Para conocer la cantidad máxima de compuesto susceptible de ser fijada sobre el adsorbente para una concentración dada, se utilizaron modelos para buscar la relación teórica entre estos dos valores: C_e (concentración en equilibrio) y q_e (capacidad de carga).

Se graficó la cantidad adsorbida, q_e , en función de la

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

Una planta industrial se construye en meses



para producir durante décadas

Nuestros clientes lo saben
cuando nos eligen

Ingeniería y Construcciones para el Mercado Global de la Energía.

- Más de 100 plantas construidas y actualmente en operación.
- Garantías de proceso.
- Diseños con foco en la seguridad operativa.
- Altos índices de productividad y disponibilidad.
- Facilidades para operación y mantenimiento.



TECNA

www.tecna.com

concentración de la disolución, C_e , como la isoterma de adsorción, cuya expresión general es:

$$q_e = K d C_e \quad (10)$$

Donde Kd se llama *constante de adsorción, coeficiente de distribución o coeficiente de partición*. Se utilizaron otras aproximaciones para describir la distribución entre el sólido y la disolución, las isothermas de Freundlich y Langmuir, (Smith, J. M. 1991).

Siendo la **forma lineal de Freundlich**:

$$\text{Log } q_e = \text{log } K + 1/n \text{ log } C_e \quad (11)$$

Y la **forma lineal de Langmuir**:

$$1/q_e = 1/K_b C_e + 1/b \quad (12)$$

Resultados

Caracterización del fique y del biocomposito

En el análisis realizado por microscopía electrónica equipo ZEISS Gemini FE-SEM a las fibras de fique con oro depositado en su superficie, se obtienen imágenes que permiten apreciar las nanopartículas de oro depositadas en la fibra y se estiman valores de tamaño de partícula que oscilan entre 20 y 80 nanómetros.

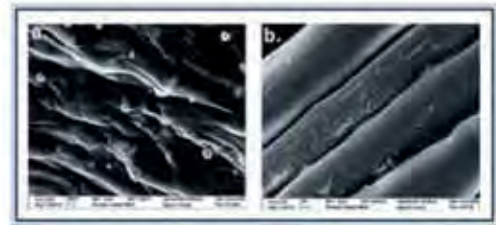


Figura 3. a. Micrografía de una fibra con AuNPs, Kech SEM.
b. Fibras con Au NPs

Análisis microscópicos adicionales permiten ver con más detalle la estructura y distribución de las NPs sobre la superficie de la fibra. En la micrografía de la figura 3.a es posible apreciar una geometría octaédrica en las NPs. Esta característica se ha reportado previamente por Luedtke en 1996 y Templeton en 2000 para cristales de oro con diámetros mayores a 0,8 nm.

En el análisis de metales realizado tanto a las fibras de fique natural como a las fibras con nanopartículas de oro, se encuentra que el material adsorbente biocomposito (Fique-Au NPs) presenta un contenido de 9107,0 mg de oro por cada kg de fibra en el biocomposito. En las fibras naturales de fique no se detecta ningún metal.

Adsorción variando la cantidad de biocomposito

Los resultados obtenidos de adsorción permiten encontrar que al aumentar el material adsorbente se au-

TORNERÍA EL CÓNDOR

Empresa con más de 35 años de trayectoria en la fabricación y reparación de herramientas, roscado de cañería y accesorios línea API y Tenaris Hydrill Connections BV para la industria del Petróleo y el Gas.
Sistema Integral de Gestión de Normas de Calidad, Seguridad, Salud, Ambiente, Responsabilidad Social y Competencias Técnicas.
Calidad certificada bajo normas ISO 9001:2008, ISO/TS 29001, API Specification Q1, API Monogram 5CT-1287 y 7-1-0858.
Seguridad de empleados, clientes, proveedores y asesores resguardada bajo Norma OHSAS 18001:2007.
Productos garantizados con RCP por un año.
Atención en planta de Parque Industrial de la Ciudad de Neuquén hacia todos los puntos productivos del país.

VISIÓN: ser una empresa que se distinga por su capacidad de brindar productos y servicios de metalurgia, con calidad, precisión, rapidez y respeto por la comunidad en la que se desarrolla; acompañando al crecimiento de la industria nacional de manera continua.

MISIÓN: ser una empresa que da respuesta a las necesidades de diseño, desarrollo, fabricación y reparación de herramientas que demanda la industria del petróleo y el gas; cumpliendo con requisitos de nivel internacional.



Calle Ing. Huergo 3020 - Zona Oeste Parque Industrial Neuquén (8300)
Neuquén / Patagonia Argentina / Tel.: + 54 299 4413115 Rotativas
administracion@nicastrojose.com.ar - www.nicastrojose.com.ar



Observando uno y otro, no hay duda cuál será el mejor productor.

Siendo el único servicio de su tipo, la estimulación AccessFrac™ de Halliburton entrega de forma confiable un volumen empaquetado maximizado en la fractura para mejorar la productividad a largo plazo. Para ello, el servicio AccessFrac provee un acceso completo a las complejas redes de fractura en formaciones no convencionales – incrementando significativamente el contacto con el reservorio. En efecto, una mejor distribución del agente de sostén puede reducir el volumen requerido e incrementar eficiencia. Adicionalmente, la conductividad efectiva a medida del servicio AccessFrac –posible debido a la tecnología única de bombeo y divergencia – permite flujos máximos de petróleo y gas al pozo.

¿Cuál es su desafío de estimulación?

Para soluciones, visite halliburton.com/AccessFrac

Solving challenges.™

HALLIBURTON

Compuestos azufrados en la nafta liviana (ppm-s)		Biocomposito utilizado				
		0,01 g	0,02 g	0,03 g	0,04 g	0,05 g
		Porcentaje de adsorción				
Disulfuro de carbono	2,7	14	100	100	100	100
Tiofeno	16,8	15	30	46	54	53
Dietildisulfuro	49,1	17	27	39	47	48
2metiltiofeno	71,7	17	22	34	41	44
Sulfuro de alilo	29,6	18	32	41	49	48
Dimetiltiofeno	224,7	18	24	35	42	40
Di-n-propilsulfuro	142,2	15	22	31	40	38
Di-n-butilsulfuro	40,3	22	41	59	59	61
Trimetiltiofeno	373,2	4	19	32	39	38
N-hepilmercaptano	26,7	16	36	47	49	55
Tetrametiltiofeno	141,9	14	29	45	48	50
Azufre total	1118,7	12	24	37	43	43

Tabla 1. Resultados de adsorción al variar cantidad de biocomposito en una nafta liviana. Condiciones: 20 °C y 30 minutos de contacto.

menta el porcentaje de adsorción para la mayoría de los compuestos azufrados presentes en la nafta (tabla 1), vemos que con 0,01 g del biocomposito tan solo se logra un 12% de adsorción del azufre total; cuando se trabaja con cuatro veces esta cantidad, es decir 0,04 g se logra un 43% de adsorción.

Teniendo en cuenta que el interés de este trabajo era adsorber el mayor porcentaje posible de compuesto azufrado, se definió trabajar para todos los demás experimentos con 0,04 g de biocomposito.

Cinética de adsorción

En la figura 4 se presentan los resultados de adsorción variando el tiempo de contacto con el biocomposito. De manera general, se aprecia una etapa de adsorción con un descenso gradual de la concentración durante los pri-

meros 30 minutos de contacto, la cual tiende a presentar un equilibrio después de este tiempo. Estos resultados reflejan una rápida adsorción sobre el biocomposito, que difiere a lo encontrado en algunos trabajos donde la adsorción de compuestos como el tiofeno puede tardar hasta 15 horas, (Matsuura y Shimoyama).

Al realizar las pruebas de cinética utilizando la fibra base del biocomposito (fique), se encuentra una pequeña adsorción de los compuestos azufrados, pero estos pueden ser fácilmente retirados de la fibra por medio de lavado con solvente, cosa que no sucede con los compuestos adsorbidos sobre el biocomposito. Esto nos permite definir que la adsorción ocurrida sobre la fibra de fique se da como un proceso de fisiorción ya que se presenta una interacción débil entre adsorbato y adsorbente (Young and Crowell, 1962). Con el biocomposito se encuentra una interacción más fuerte como la que se da en los procesos de quimisorción (Hayward and Trapnell, 1964).

En la tabla 2 se puede observar la adsorción obtenida para cada compuesto azufrado de la nafta al aumentar el tiempo de contacto. Los mejores resultados de adsorción se obtienen a los 30 minutos y se alcanza un 42% para el compuesto con menor adsorción y 78% para el compuesto con mayor adsorción.

Modelos cinéticos de adsorción

En la figura 5 se presentan los modelos cinéticos que mejor se ajustaron a los datos obtenidos para la adsorción del azufre total contenido en la nafta. El mejor ajuste se obtiene con el modelo de Elovich y el de Weber-Morris donde se tienen rectas de linealidad con $r^2 > 0,9$. El modelo de Elovich ha sido aplicado para determinar la cinética en procesos de quimisorción sobre sólidos heterogéneos (Rudzinski and Panczyk, 2000); el ajuste con el modelo de Weber-Morris nos representa que en la cinética de adsorción del azufre total en la nafta se tiene un paso determinante dado por la difusión intrapartícula del biocomposito.

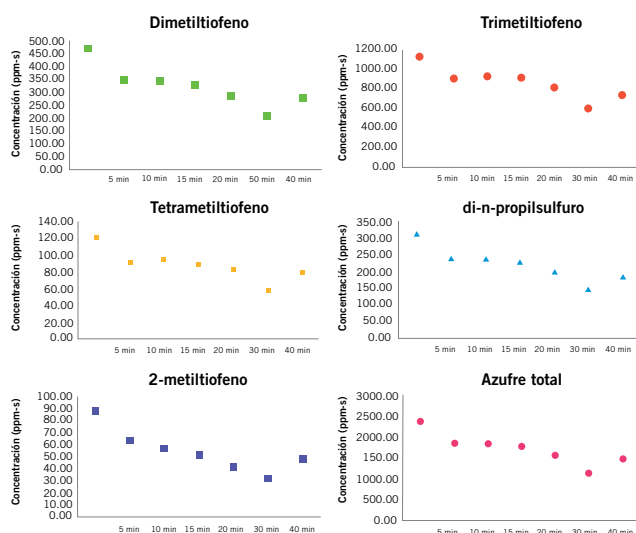



Figura 4. Cinética de adsorción de los principales compuestos azufrados de la nafta pesada utilizando 0,04 g de biocomposito a 20 °C.



Construimos,
innovamos,
nos superamos y
lideramos en una industria
que nos apasiona

Ingeniería, construcción y servicios

125 Celebrando nuestros
primeros 125 años

SKANSKA

www.la.skanska.com

Componentes azufrados de la nafta pesada	5 min	10 min	15 min	20 min	30 min	40 min
Porcentaje de adsorción						
Sulfuro de hidrógeno	23	37	46	63	78	48
Disulfuro de carbono	26	39	49	57	72	54
Tiofeno	26	35	45	55	67	48
2metiltiofeno	27	35	41	53	64	44
3metiltiofeno	28	33	38	49	61	47
Sulfuro de alilo	26	32	37	47	61	36
Dimetiltiofeno	26	27	30	39	55	40
Di-n-propilsulfuro	23	24	27	36	54	41
Trimetiltiofeno	20	18	19	26	47	35
N-heptilmercaptano	4	11	4	2	42	25
Tetrametiltiofeno	25	21	27	32	52	34
Di-n-butilsulfuro	8	2	24	10	54	24
No identificados	15	22	32	42	54	19
Benzotiofeno	16	20	31	42	61	20
Azufre total	22	23	25	34	52	36

Tabla 2. Adsorción obtenida para la nafta pesada al variar el tiempo de contacto con el biocomposito.

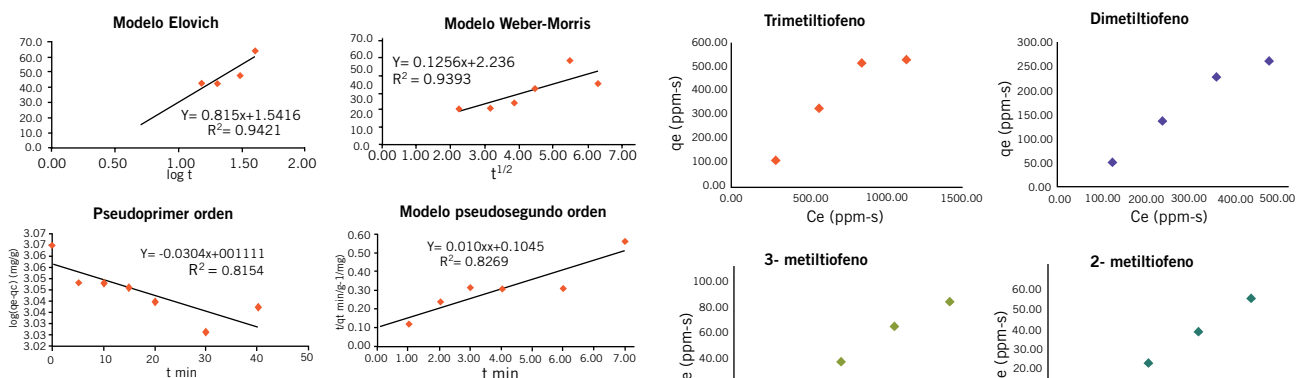


Figura 5. Modelos cinéticos aplicados a la adsorción del azufre total en la nafta pesada.

Isotermas de adsorción

En la figura 6 se presentan las isotermas de adsorción obtenidas para los compuestos azufrados de mayor concentración dentro de la nafta pesada; como se puede observar, se presenta un comportamiento lineal para los compuestos con concentración hasta 150 ppm-s como: 3-metilthiofeno, 2-metilthiofeno y sulfuro de alilo; para compuestos con alta concentración como es trimetilthiofeno dimetilthiofeno y di-n-propilsulfuro, se aprecia linealidad tan solo en un rango de concentración.

Se encuentra que el modelo de isoterma de adsorción que mejor se ajusta a los datos experimentales obtenidos para la adsorción de compuestos azufrados de la nafta pesada es el modelo de Langmuir (figura 7).

En la tabla 3 se presenta la concentración inicial de cada uno de los compuestos presentes dentro de la nafta liviana y la concentración remanente que se obtiene después de tener contacto por 30 minutos con el biocomposito y con el fique. Se puede apreciar que todos los compuestos de la nafta liviana presentan adsorción en el biocomposito.

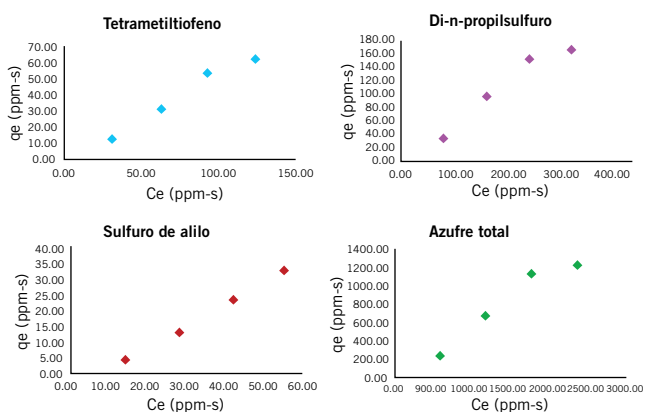


Figura 6. Isotermas de adsorción de los principales compuestos azufrados de la nafta pesada.

Al analizar los hidrocarburos principales de la nafta antes y después del contacto con el material adsorbente (tabla 4), se encuentra que estos no varían significativamente; el contenido de parafinas, isoparafinas, aromáticos, nafténicos y olefinas no disminuyen y se encuentran dentro de la repetibilidad de la norma ASTM 6729, esto

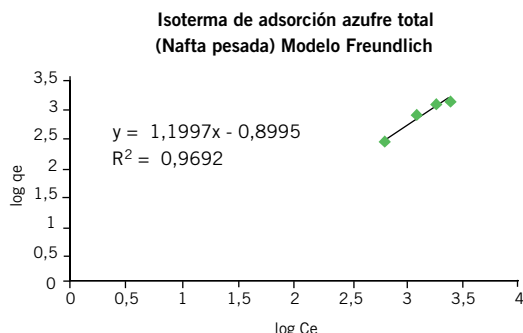
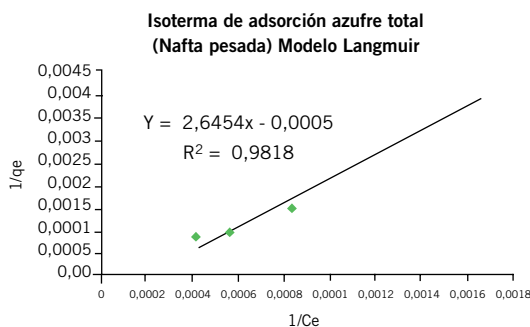


Figura 7. Isotermas de adsorción de los principales compuestos azufrados de la nafta pesada.

nos permite confirmar que la adsorción en el biocomposito se da de manera específica para compuestos azufrados.

Al realizar análisis comparativo de la adsorción obtenida para cada uno de los compuestos azufrados presentes en la nafta pesada; se encuentra que algunos compuestos como el sulfuro de hidrogeno y el disulfuro de carbono presentan mayor adsorción frente a los demás.

En la tabla 5 y la figura 8 se puede apreciar un alto porcentaje de adsorción obtenido para moléculas azufradas pequeñas como el sulfuro de hidrogeno y disulfuro de carbono. Estas presentan un porcentaje de adsorción del 78% y 72% respectivamente. Es notable también el alto porcentaje de adsorción obtenido para las moléculas azufradas y aromáticas como el tiofeno y el benzotiofeno.

Para moléculas de cadena larga como el heptilmercaptano y ramificadas como el tetrametiltiofeno se tiene la más baja adsorción; con esto se confirma que en la adsor-

Nafta liviana	Fique	Biocomposito
Concentración inicial (ppm-s)	Concentración remanente (ppm-s)	
Disulfuro de carbono	2,65	0,00
Tiofeno	16,79	7,68
Dietildisulfuro	49,10	25,91
2metiltiofeno	71,67	42,17
Sulfuro de anilo	29,58	15,06
Dimetiltiofeno	224,67	129,86
Di-n-propilsulfuro	142,19	85,95
Di-n-butilsulfuro	40,31	16,56
Trimetiltiofeno	373,15	227,89
N-heptilmercaptano	26,69	13,48
Tetrametiltiofeno	141,94	73,91
Azufre total	1118,73	638,47

Tabla 3. Adsorción de compuestos azufrados en nafta liviana utilizando fique y biocomposito, 0,04 g de material adsorbente, 20 °C y 30 min.

BUHLMANN
TUBE SOLUTIONS

Stock en tubos y accesorios, de acero inoxidable y aleaciones especiales.

Para la industria termoeléctrica, petroquímica y química.

we know how

Power | Chemical | Engineering | Shipyards | Oil & Gas | Projects

www.buhlmann-group.com
Germany | Austria | Finland | France | Great Britain | Italy
Netherlands | Russia | Argentina | China | Singapore | Thailand

BUHLMANN Argentina S.A.
Dardo Rocha 2418, Piso 2, B1640FTH Martínez, Buenos Aires, Argentina
Tel.: +5411 4717-6763, Fax: +5411 4717-5109, argentina@buhlmann-group.com

Análisis de hidrocarburos. Norma ASTM 6729,09

Compuestos por grupo	Nafta liviana inicial	Después de contacto con fique	Después de contacto con biocomposito
Grupo	Porcentaje peso		
Parafina	2,54	2,53	2,53
I-Parafinas	18,59	18,67	18,62
Aromáticos	60,24	60,26	60,28
Mono-Aromáticos	58,52	58,50	58,52
Naftalenos	0,01	0,01	0,01
Naftalenos/Olefinas-Benceno	0,07	0,07	0,07
Indanos	1,64	1,69	1,68
Naftenos	9,98	9,91	9,94
Mono-Naftenos	9,86	9,79	9,82
Olefinas	7,24	7,22	7,21
N-Olefinas	2,45	2,43	2,46
Iso-Olefinas	3,59	3,60	3,54
Nafteno-Olefinas	0,96	0,95	0,97
Di-Olefinas	0,12	0,12	0,12
No identificados	1,40	1,40	1,41
C12+	0,01	0,01	0,01

Tabla 4. Análisis de componentes principales en la nafta liviana después de adsorción con biocomposito.

ción de los compuestos azufrados predomina la forma, el tamaño y la ubicación del azufre dentro de la molécula, lo cual se ha establecido previamente en trabajos como el de Nuzzo y sus colaboradores en 1987.

Componentes azufrados de la nafta pesada	Conc. inicial (ppm-s)	Porcentaje de adsorción
Sulfuro de hidrógeno	2,08	78
Disulfuro de carbono	5,44	72
Tiofeno	26,49	67
2metiltiofeno	87,68	64
3metiltiofeno	140,36	61
Sulfuro de alilo	55,05	61
Dimetiltiofeno	472,95	55
Di-n-propilsulfuro	315,37	54
Trimetiltiofeno	1128,93	47
N-heptilmercaptano	10,45	42
Tetrametiltiofeno	122,76	52
Di-n-butilsulfuro	5,99	54
No identificados	26,03	54
Benzotiofeno	10,72	61
Azufre total	2410,29	52

Tabla 5. Análisis de componentes principales en la nafta pesada después de adsorción con biocomposito.

Conclusiones

- Sobre la base de los objetivos planteados, se pudo concluir que es posible realizar extracción de diferentes compuestos azufrados de un destilado del petróleo adsorbiéndolos en nanopartículas de oro soportadas en fibras de fique.



Bouchard 547 / Piso 21 / C1106ABG / Buenos Aires / Argentina
 Tel. (54-11) 4317-8400/8421 / Fax (54-11) 4317-8403
 www.antaresnaviera.com / info@antaresnav.com.ar



>> Última tecnología
propia en equipos
de Perforación y
Workover

Experiencia en más de 50 países
brindando una amplia gama de servicios,
agregando valor a nuestros clientes
con la mayor seguridad
y rendimiento operacional.



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

Una empresa de Nabors Drilling International Ltd.

www.nabors.com

RODRIGUEZ PEÑA 680 - LUZURIAGA (5513)
MAIPÚ - MENDOZA - ARGENTINA
TELÉFONO: (54-261) 405-1100 - FAX: (54-261) 405-1120

Cuadro comparativo de adsorción de compuestos azufrados en nafta pesada

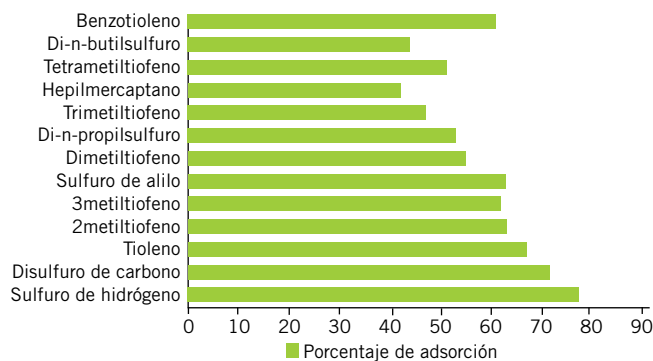


Figura 8. Comparativo de adsorción de compuestos azufrados utilizando 0,04 g de biocomposito en 1 ml de nafta pesada a 20 °C y 30 min de contacto.

- Al realizar adsorción de compuestos azufrados de nafta, se encuentra alta adsorción para compuestos pequeños como el sulfuro de hidrogeno y disulfuro de carbono, así como, para compuestos azufrados aromáticos como el tiofeno y el benzotiofeno. Compuestos de cadena larga como el heptilmercaptano y ramificados como el tetrametiltiofeno presentan baja adsorción, esto se encuentra relacionado con su peso molecular y el porcentaje de azufre dentro de cada compuesto.
- El modelo cinético que mejor describe la adsorción de los compuestos azufrados de la nafta pesada en el biocomposito es el de Elovich y las isoterms de adsorción se ajustan al modelo de adsorción de Langmuir, lo que es común en procesos de quimisorción.
- Se obtiene hasta un 52% de adsorción del azufre total contenido en las naftas al utilizar el biocomposito.
- Finalmente, se concluye que el proceso de adsorción empleando el material biocomposito se puede utilizar como una herramienta extractiva de laboratorio para aislar de manera sencilla los compuestos azufrados. ■

Agradecimientos

Expresamos nuestra gratitud a la Universidad Industrial de Santander (UIS) de donde se obtuvo el biocomposito; al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de Ecopetrol S.A. por el soporte y la financiación de este trabajo; y, de manera especial, al laboratorio de Cromatografía de la Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios del ICP, donde se realizaron todos los experimentos de adsorción.

Bibliografía

- ABDEL-AAL, H. K. and Mohamed Aggour, (2003). *Petroleum and Gas Field processing*. MARCEL DEKKER, INC. New York.
- ASTM 5504, (2008). *Standard test method for determination of sulfur compounds in natural gas and gaseous fuel by gas chromatography and Chemiluminescence*.
- CASTELLANOS, L. J., (2011). *Síntesis in situ de nanopartículas de oro en fibras de fique y efecto*

de la cationización superficial en la deposición de las nanopartículas. Tesis de pregrado Fac. Química, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- CHEUNG, C. W., J. F. Porter and G. McKay, (2001). *Sorption kinetic analysis for the removal of cadmium ions from effluents using bone char*. *Water Research*, 35 (3), 605-612.
- GUTIÉRREZ PEMBERTY, J., (2011). "Innovación en los sectores de la minería y la energía". *Revista Ingeniería*. Universidad de los Andes.
- IUPAC. *Compendium of chemical terminology*. Second Edition 1997.62:2179
- HAYWARD, D. O. and B. M. W. Trapnell, *Chemisorption*, 2a. ed., Butterworth & Co. (Editores), London, 1964
- LUEDTKE, W. D. and U. Landman, (1996). *Journal of Physical Chemistry*, 100.
- MATSUURA, T. and Y. Shimoyama, (2002). "Growth kinetics of self-assembled monolayers of thiophene and terthiophene on Au(111): An infrared spectroscopic study". *The European Physical Journal*.
- NUZZO, RALPH G.; Bernard R. Zegarski, and Lawrence H. Dubois, (1987). *Fundamental Studies of the Chemisorption of Organosulfur Compounds on Au(111). Implications for Molecular Self-Assembly on Gold Surfaces*. *J. Am. Chem. Soc.* 109, 733-740.
- ÖZACAR, M. and I. A. Sengil, (2005). *A kinetic study of metal complex dye sorption onto pine sawdust*. *Process Biochemistry*, 40 (2) 565-572.
- PÉREZ MARÍN A. B; Z.V. Meseguer; J. F. Ortuño; M. Aguilar; J. Sáez and M. Llórens, (2007). "Removal of cadmium from aqueous solutions by adsorption onto orange waste". *Journal of Hazardous Material*, B139; 122-131.
- PURCELL, Jeremiah M.; Priyanka Juyal; Do-Gyun Kim; Ryan P. Rodgers; Christopher L. Hendrickson; Alan G. Marshall, (2007). *Sulfur Speciation in Petroleum: Atmospheric Pressure Photoionization or Chemical Derivatization and Electrospray Ionization Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry*. *Energy & Fuels*, 21, 2869-2874.
- QIU, HUI. LV, Lu.; Bing-cai Pan; Qing-jian Zhang; Weiming Zhang; Quan-xing Zhang, (2009). "Critical review in adsorption kinetic models". *Journal of Zhejiang University Science A*. 10(5):716-724.
- RUDZINSKI, W., and T. Panczyk, (2000). "Kinetics of isothermal adsorption on energetically heterogeneous solid surfaces: a new theoretical description based on the statistical rate theory of interfacial transport". *Journal of Physical Chemistry*, 104(39):9149-9162.
- SMITH, J. M., (1991). *Ingeniería de la cinética química*. McGraw-Hill. p. 364 – 369.
- VINOD, V. P. and T. S. Anirudhan, (2003). *Adsorption behaviour of basic dyes on the humic acid immobilized pillared clay*. University of Kerala, Kariavattom. Department of Chemistry, India.
- YOUNG, D. M. and A. D. Crowell, (1962). *Physical Adsorption of Gases*. Butterworths & Co. (Editores), Londres.



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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





Impacto de los costos energéticos en la economía de refinación

Por **Pablo Oscar Vercesi** (YPF S.A.)

Este trabajo apunta a mostrar una proyección de los gastos y analizar la evolución y costos de generación, así como de la producción y los precios de los combustibles.

El incremento de la actividad económica del país registrado en los últimos años, basado en una expansión del consumo, apoyado por el crecimiento de la industria local, ha provocado un acrecentamiento de los consumos energéticos en la Argentina.

Para comenzar a salir de la crisis institucional y financiera vivida en el país a fines del año 2001, se establecieron políticas para alentar el crecimiento sostenido del país, donde, entre otras medidas, se congelaron los precios de los combustibles.

En las refinerías, los costos energéticos representan un porcentaje importante de las erogaciones por optimizar.

Con este trabajo, se pretende mostrar una proyección de estos costos, analizando:

- Evolución de la generación y consumo de energía eléctrica en el país. Combustibles utilizados. Costos de generación. Proyecciones.



- Evolución de la producción y consumo de gas natural.
- Precios de combustibles.

A partir de estos datos, se podrá desglosar la influencia de los costos energéticos en las refinerías, observar su evolución y realizar una comparación con refinerías de otros países. Como conclusión, se mostrarán algunos ejemplos de propuestas de inversiones que pueden llevarse a cabo en las plantas de las refinerías, con sus respectivas rentabilidades.

Introducción

Los costos energéticos de una refinería, en promedio, representan alrededor del 40% de los costos operativos totales. Es por ello por lo que gran parte de los esfuerzos de ahorro de costos se deben concentrar en estos aspectos.

Estos costos energéticos están dados por el consumo de combustibles líquidos y gaseosos en hornos y calderas, la utilización de energía eléctrica para la operación de bombas, aerofriadores, *tracing* eléctrico y consumos domésticos.

El combustible preferencial utilizado en nuestro país es el gas natural. Debido al aumento de consumo, tanto a nivel industrial como a nivel domiciliario y un incremento en la utilización de automóviles impulsados a GNC, proveniente del crecimiento económico de los últimos años y a una disminución en la producción de los últimos años, las empresas en general y las refinerías en particular han debido sustituir, en determinadas épocas del año, este combustible por otros alternativos.

Otra fuente de energía utilizada es el fueloil, cuyo mercado alternativo es la venta al mercado interno durante los meses de invierno y para exportación durante los meses de verano. Como variante, se pueden emplear gases combustibles, como el propano. La utilización de cada uno de estos productos dependerá de sus precios relativos, siendo lo más económico la utilización de gas natural.

El consumo de energía eléctrica ha alcanzado, a nivel nacional, valores récord que se van batiendo año tras año. Una mayor producción industrial, el auge en las ventas de acondicionadores de aire y un aumento en la utilización residencial han derivado en la necesidad de construir nuevas generadoras eléctricas. Sumado a esto, una mayor conciencia ambiental ha determinado una promoción de utilización de energías alternativas. Pero los mayores costos de este crecimiento sólo han recaído sobre los grandes usuarios, siendo el resto de los consumidores subsidiados por el Estado nacional.

Las tarifas de los servicios públicos se vieron afectadas a partir de enero de 2002 por la Ley N.º 25.561 de emergencia económica, que las congeló debido a la grave situación económica que atravesaba nuestro país. Aún hoy, estas tarifas no se han actualizado en concordancia con los costos de producción, lo que afecta al sistema en general. En los últimos años, se ha ido actualizando la tarifa de los grandes consumidores, aunque esto no logró disminuir los consumos globales. Esto provocó una explosión en el consumo y, como consecuencia, nos transformamos de un país que exportaba energía a una nación que, en los últimos tiempos, ha pasado a tener una balanza energética negativa.

Los nuevos cargos y las modificaciones aplicadas para los cargos asociados al consumo energético han tornado la realización de un presupuesto energético en un cálculo muy difícil.

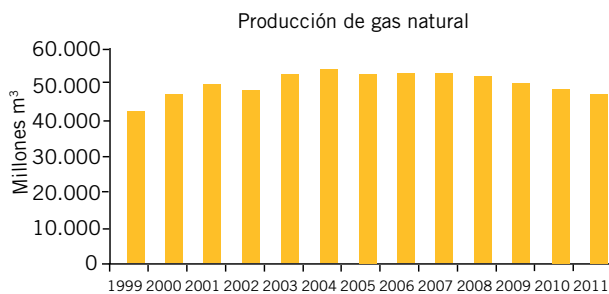
Desarrollo

Los consumos energéticos primarios en la Argentina están dados fundamentalmente por las siguientes fuentes básicas: gas natural, derivados del petróleo y energía eléctrica.

La crisis producida a fines del 2001 desalentó las inversiones en materia energética, lo que derivó en una menor producción, no sólo durante los años siguientes, sino que afectó la provisión de combustibles futura.

El gas natural es el combustible que mayor incremento alcanzó en la red energética nacional a través de los últimos años.

En el siguiente gráfico, se puede ver la evolución de la producción nacional desde el año 1999:



Y los principales consumidores de gas natural son las centrales de generación eléctrica, ya que 1 de cada 3 m³ de gas que ingresan en el sistema, ya sea a través de producción local o importaciones, es destinado a las centrales térmicas.

Mercado interno gas natural

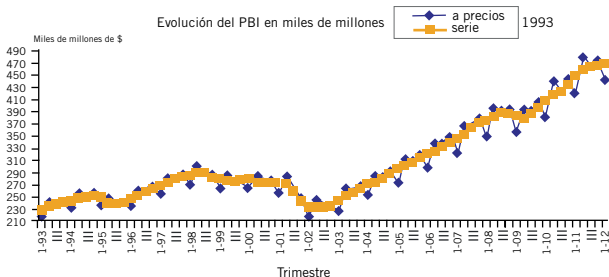
Sector	%
Generación eléctrica	33
Industrial	31
Residencial	23
GNC	7
Comercial	3
Otros	3

Si comparamos estos valores con respecto al año 2004, cuando el país se encaminaba hacia altas tasas de crecimiento, ha disminuido el porcentaje de gas destinado a la industria (antes era de un 33,5%), en detrimento de los consumos residenciales y la generación eléctrica.

Para sostener este aumento, se ha debido recurrir a un aumento constante en la importación de gas natural y GNL, por lo que se dejó de ser un exportador neto de este combustible a partir del año 2008. La evolución de las importaciones de gas natural ha sido la siguiente:

	Gas boliviano	GNL	Total
2008	583		583
2009	1.692	782	2.474
2010	1.773	1.817	3.590
2011	2.720	3.894	6.614

El crecimiento del PBI de los últimos años es un claro indicador del aumento de consumos energéticos.



Aunque la industria no ha podido sostener este crecimiento consumiendo el más barato y práctico de los combustibles, ha debido utilizar otras fuentes energéticas y, cuando no, suspender o bajar el nivel de actividad.

Particularmente, las refinerías ven restringida la provisión de gas natural durante los meses de invierno. Esto provoca que deban utilizar combustibles alternativos a ese fluido. La prioridad de abastecimiento del gas natural está dada para los consumos residenciales, el transporte automotor (GNC) y las pymes.

La menor producción de petróleo a nivel nacional, observado principalmente en la Cuenca Neuquina, ha llevado a las refinerías a bajar su procesamiento, al no contar con un mercado de precios a paridad importación que permita la importación de crudos de similar calidad.

Como resultado de esta situación, el país comenzó a importar combustibles para sostener el crecimiento de la industria y del país. La mayor parte de estas importaciones fueron destinadas para la generación eléctrica.

A partir del Decreto 1192/92 se crea la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), con el objeto de: determinar el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía; planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije la Secretaría de Energía y supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.

También es su función el cálculo de los precios al mercado eléctrico.

En los últimos 10 años, la Argentina incrementó el consumo de energía eléctrica en más de un 50%, mientras que la potencia instalada sólo creció algo más del 10%, lo que produjo un aumento en las importaciones, restricciones al consumo energético en las industrias y planes de ahorro de energía por parte del Gobierno.

El crecimiento económico del país, incentivado por precios energéticos regulados, hizo aumentar la demanda energética, que no fue acompañada por las inversiones en generación necesarias para sostener este incremento, ya que las tarifas se encontraban reguladas por la Ley de Emergencia Económica, sancionada el 7 de enero de 2002.

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución 1281/2006, a fin de aumentar la generación de energía eléctrica, puso en marcha el programa Energía Plus, que a su vez fija la metodología para calcular la "demanda base" del consumo energético para los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista.

Esta resolución orienta a los grandes usuarios a respaldar en el mercado a término los incrementos de consumo respecto a la demanda del año 2005, a través de contratos con generación adicional a la existente al 5 de septiembre de 2006, encuadrados en el referido servicio de Energía Plus, con la utilización de precios no regulados.

La resolución también establece que el precio a pagar por grandes usuarios en exceso a su demanda base, si no fuera previamente contratado bajo el servicio de Energía Plus, será igual al costo marginal de operación.

Estos costos adicionales al sistema eléctrico afectan al mercado de los grandes usuarios mayoristas del sistema eléctrico (GUMAS) y en particular, a las refinerías.

Los precios fueron regulados a través de los consumos de combustibles de cada generadora en particular. La

Energía en Movimiento

Desde su fundación, en línea con los principales ejes del Plan Energético Nacional, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía de todos los argentinos. Un logro en beneficio de todo el país, que de la mano de una sólida red de alianzas, permitieron a ENARSA hacer realidad:

- Más de 80 centrales de generación de energía distribuidas en 17 provincias.
- Acuerdos para la exploración y explotación de toda la Plataforma Continental Argentina.
- El primer parque eólico de gran potencia del país.
- Un banco de datos integral de hidrocarburos.
- Alianzas de investigación y desarrollo.
- Convenios con países de América, Europa y Asia.
- Programa de energías renovables para el cambio de la matriz energética.

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

ENARSA. Energía, desafíos y logros.
www.enarsa.com.ar

EN AR SA

Energía Argentina S.A.



Ministerio de
**Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios**
Presidencia de la Nación



factura tiene discriminado distintos costos, los cuales se explican brevemente a continuación.

La valorización de las transacciones económicas en el mercado Spot y en el mercado a término para los grandes usuarios mayoristas es determinada por CAMMESA, quien también es la encargada de optimizar los costos del sistema.

El precio de la energía eléctrica, para la demanda base, se compone de la siguiente manera:

- **Precio spot:** varía en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. Para minimizarlo, se realiza el ingreso de máquinas para abastecer la demanda eléctrica con un orden prioritario de costos; es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. El precio se calcula con un modelo que considera que todas las generadoras térmicas consumen gas natural. El precio spot máximo a cobrar está fijado por la Resolución 240/2003 y es de 120 \$/MWh.
- **Sobrecosto transitorio de despacho:** reconoce la diferencia de costos entre el combustible real utilizado por la generadora (carbón, gasoil o fueloil) y el gas natural, utilizado en el cálculo del precio spot. Es el precio que mayor variación presenta, acrecentándose notoriamente durante los meses de invierno, donde representa más del 50% del costo de la energía.
- **Sobrecosto combustible:** cargos asociados a impuestos por los combustibles.

- **Energía adicional:** costos asociados a las pérdidas físicas del sistema.
- **Adicional potencia:** relacionado con la potencia despachada y la reserva a corto y mediano plazo.
- Estos conceptos totalizan el precio final por MWh, que se denomina *precio monómico*.
- El precio monómico de la energía pueden incluso duplicarse entre distintos meses de un mismo año.
- **Cargo transitorio FONINMEM:** es el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista, creado por la Secretaría de Energía, según la Resolución 712/2004. Con el fin de constituir este fondo, se creó un cargo fijo de 3,6 \$/MWh consumido.
- **Cargo demanda excedente:** la Resolución 1281/2006 establece que toda la demanda por encima de la demanda base que no sea abastecida con Energía Plus, sea abastecida por las máquinas más caras del mercado. Este sobre costo deberá ser abonado por las empresas que no tengan contratada Energía Plus. El precio máximo a cobrar es de 320 \$/MWh.

A partir del mes de noviembre de 2011, la Secretaría de Energía, considerando el real aporte que hace al abastecimiento de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), tanto la energía importada desde la República Federativa de Brasil, como la aportada por la nueva generación instalada desde el año 2007, compren-

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 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

Base Neuquén

Emilio Bellenguer N° 3025
Pque. Industrial (Este)
Tel: (54) 0299-441-3831
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
www.siam-arcon.com.ar

Base Comodoro Rivadavia

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





EDVSA

ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.

www.edvsa.com

NEUQUÉN

COMÓDORO RIVADAVIA

RÍO GALLEGOS

SAN JUAN

LAS HERAS

RÍO GRANDE



Trabajamos con energía.



Invertimos para crecer

| FLEXIBILIDAD

| RESPALDO

| EXPERIENCIA

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

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001

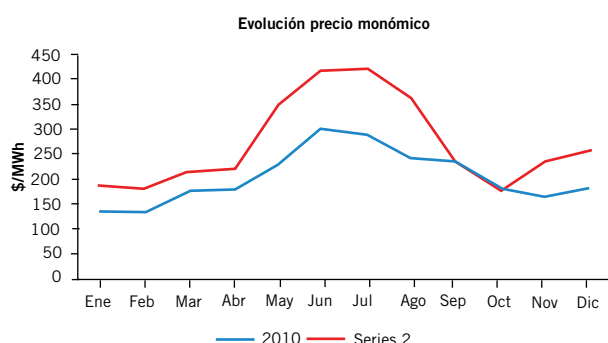


didadas en Contratos de Abastecimiento establecidos en las Resoluciones de la Secretaría de Energía N.º 1193/2005, 220/2007, 1836/2007, 200/2009, 712/2009, 762/2009, 108/2011, 137/2011, 932/2011 y demás normas, precisa el alcance y asunción de los costos derivados de dichos contratos, para que estos sean soportados por la totalidad de la demanda de energía eléctrica abastecida en el MEM.

Se determinó así crear el cargo “Sobrecosto Importación Brasil”, hasta recuperar los saldos de importación que se habían generado al importar energía eléctrica del vecino país. Esta cuenta debía quedar saldada durante el período estacional de verano 2011-2012.

También se creó el cargo “Sobrecosto Contratos MEM”, los cuales son asignados a toda la demanda de energía eléctrica del MEM, con una distribución homogénea a los sobrecostos transitorios de despacho.

A continuación se muestra la evolución del precio monómico en los últimos dos años:



Y en las siguientes tablas se muestra el desglose del precio monómico mensual, en \$/MWh:

	2010											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Precio energía mercado	100,75	104,57	116,94	115,37	116,2	119,83	119,85	119,86	118,19	115,7	116,88	117,25
Sobrec. transit. despacho	2,48	1,63	30,07	24,84	78,6	154,33	140,32	93,35	76,13	30,81	14,80	24,11
Adic STD II	3,55	2,00	1,00	11,36	4,3	8,01	8,38	10,61	16,90	9,7	7,35	4,92
Energía adicional	3,90	4,15	4,69	4,44	4,3	4,78	4,02	4,28	3,98	4,2	4,56	5,24
Sobrecosto combust.	10,09	7,71	8,10	8,90	6,5	3,63	6,11	5,16	7,13	5,8	9,37	8,59
Potencia	14,58	13,87	14,12	15,96	17	10,89	10,88	10,28	14,45	14,05	11,58	18,66
Precio monómico	135,35	133,93	174,92	180,87	226,90	301,47	289,56	243,54	236,78	180,17	164,54	178,77
Cargo FONINVEMEM	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60

	2011											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Precio energía mercado	119,75	119,40	118,98	119,80	119,66	120	119,69	118,78	119,93	116,75	119,92	119,71
Sobrec. transit. despacho	26,95	26,09	51,85	53,07	180,88	245,82	250,10	188,70	64,53	15,68	13,76	28,72
Adic STD II	6,96	6,18	11,04	14,02	14,46	18,94	18,86	19,89	18,62	18,65	15,01	12,00
Energía adicional	4,90	3,96	4,22	4,34	3,35	3,89	3,66	3,63	3,17	3,6	3,92	4,05
Sobrecosto combust.	9,79	8,88	7,64	11,17	10,43	5,49	4,65	4,54	6,64	6,88	8,45	9,69
Potencia	17,26	16,95	17,78	17,10	20,08	22,70	23,29	24,76	19,20	17,78	16,73	16,03
Sobrecosto precio Brasil											24,00	24,00
Sobrecosto contratos MEM											31,01	42,11
Precio monómico	185,61	181,46	211,51	219,50	348,86	416,54	420,25	361,30	232,09	179,34	232,80	256,31
Cargo FONINVEMEM	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60

El aumento promedio del precio monómico entre el 2010 y el 2011 fue de un 33%, afectado principalmente

por un alto incremento en el sobrecosto transitorio de despacho. Esto se debe a una suba en los precios de los combustibles líquidos y a un aumento de la proporción de estos en la canasta de combustibles.

Como se puede observar en las tablas, el mayor incremento en el precio monómico está dado en los sobrecostos transitorios de despacho.

Estos varían de acuerdo a la disponibilidad de combustible a utilizar, de las generadoras que puedan abastecer el sistema, y CAMMESA, siguiendo las pautas establecidas por la Secretaría de Energía, se encarga de optimizar la producción energética.

Durante los últimos años, acompañando la creciente demanda energética nacional, se fue incorporando al sistema eléctrico nacional una importante cantidad de generadoras de energía eléctrica. El mayor aporte se dio a través de Centrales Térmicas.

Con fondos del FONINVEMEM se construyeron las Centrales Térmicas General San Martín (Timbúes) y General Belgrano (Campana), que en el año 2008 aumentaron la disponibilidad de potencia del sistema en 1100 MW.

Durante el año 2009, la generación ingresante estuvo en el orden de los 800 MW, con la incorporación de la Central Térmica Genelba (Petrobras), de 165 MW de potencia; la Central Hidráulica de Caracoles, en San Juan, con un aporte de 121 MW; la elevación de la cota de Yacyretá a 80 msnm, aumentando su potencia en 240 MW y el aporte de otros 240 MW a través del programa de generación distribuida de ENARSA.

En el año 2010, se incorporaron otros 1800 MW de potencia, destacándose la elevación de la cota de Yacyretá (520 MW), los cierres de los ciclos de las CT GSM y GB (570 MW) y la CT Pilar (330 MW).

En enero de 2012 se inauguró la Central Térmica Ensenada (540 MW), además de iniciar la puesta en marcha



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



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.

de la Central Atómica Atucha II (650 MW). Aunque esta última no generará un incremento neto en el sistema, ya que, cuando esté funcionando a pleno, se comenzará el mantenimiento de la Central Atómica de Embalse, que produce una energía similar.

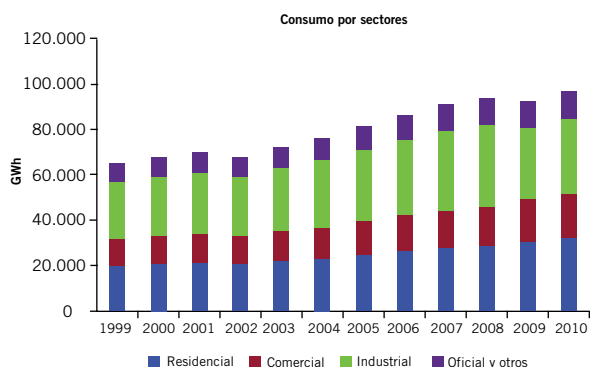
Para el 2015 se proyectan los ingresos de las Centrales Hidroeléctricas Cóndor Cliff y Barrancosa, en la provincia de Santa Cruz, incorporando entre ambas 2.300 MW de potencia.

En la actualidad, la capacidad de generación instalada en el país es la siguiente:

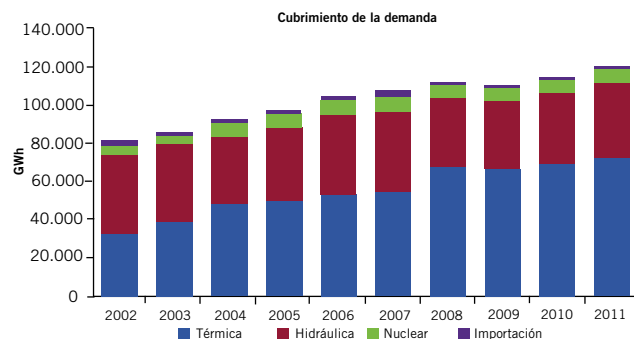
Capacidad de generación (GW)	Térmica	Nuclear	Hidráulica	Total
	17.005	1.007	11.035	29.051

Los consumos de energía eléctrica, comparados con el año 2001, antes de la entrada en vigencia de la Ley de Emergencia Económica, aumentaron más de un 40% para los sectores residenciales, comerciales y oficiales. Esta demanda representa más del 60% de la energía generada en el país.

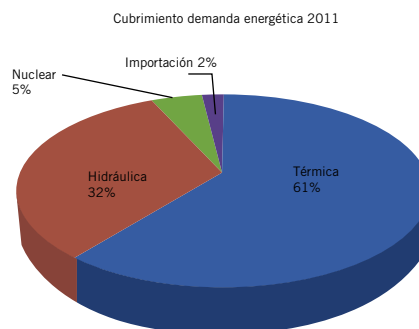
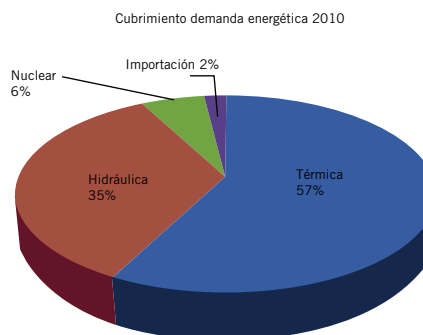
En tanto que los sectores industriales, que son los que en su mayoría se hacen cargos de los sobrecostos de la generación de la energía eléctrica, sólo crecieron un 13%.



El sistema eléctrico argentino siempre ha priorizado la generación hidráulica por sobre las demás, debido a sus bajos costos de producción de energía. Esta forma de generación depende fundamentalmente de factores climáticos como lluvias y nevadas, por lo que presenta limitaciones. Se requieren altos niveles de inversión, y los precios actuales no los repagan. Como consecuencia, de un 52% de participación en la generación en el año 2002, disminuyó a alrededor del 33% en los últimos 4 años. En tanto que las generadoras térmicas, beneficiadas por programas como FONINMEM y Energía Plus, fueron cubriendo el déficit energético local, y alcanzaron cerca del 60% de la generación del país.



Como se observa, el crecimiento de la generación térmica ha ido aumentando constantemente a través de los últimos años:



Los combustibles que se utilizan en las centrales térmicas para la generación de electricidad son los siguientes:

Gas natural: es el combustible utilizado preferencialmente para la generación eléctrica, ya que su precio está regulado. Además, a través de las plantas de GNL de Bahía Blanca y Escobar, se inyecta al sistema un volumen cada vez mayor de gas, que posibilitan una mayor utilización de este. Esto beneficia al sistema, ya que su costo es indistinto, y no se especifican cuáles son las fuentes primarias de este gas (importación desde Bolivia, importación como GNL o producción local).

Carbón: solamente genera electricidad a carbón la usina de San Nicolás, por lo que su consumo se mantiene constante durante el 2011. Esta suposición se puede realizar debido al seguimiento de operación de esta usina, que opera en forma constante durante todo el año (salvo paradas de planta). No existen problemas en el abastecimiento de carbón.

Fueloil: se utiliza la misma proporción de combustibles que en el 2011. Durante el año 2011, Enarsa se encargó de importar este combustible, ante el faltante de producción en el mercado interno.

Gasoil: es el combustible alternativo para varias centrales térmicas. Cuando existen restricciones de gas natural y fueloil, comienzan a operar estas centrales, que tienen un costo de operación más elevado.

Los gráficos de la página siguiente muestran la evolución del consumo de combustible para la generación de energía eléctrica en los últimos dos años.

Como se puede apreciar, estimar un valor para el costo de la energía eléctrica es un camino laborioso, ya que se deben tener en consideración todos los aspectos enumerados hasta ahora.

A través de una estimación de precios, se determinó

un escenario, donde se realizaron proyecciones de demandas, importaciones y estimaciones de la energía que se podría generar, calculando así un precio para la energía eléctrica a utilizar en el presupuesto del año.

Estas estimaciones incluyeron, a su vez, una del consumo energético del país, según la perspectiva del crecimiento del PBI.

Se consideraron las actuales generadoras eléctricas, los proyectos en marcha y el tipo de generación (térmica, hidráulica o nuclear).

Se supuso que se obtendría energía de generación hidráulica y nuclear en similares cantidades que en el año 2011.

La generación restante, hasta alcanzar un incremento del 3% mensual con respecto al año anterior, sería obtenida a través de la generación térmica. Para este cálculo, se consideró en operación la usina a carbón de San Nicolás.

Además, se maximizaron los consumos de gas natural, se supuso que los consumos de fueloil serían similares al año anterior y que el resto sería compuesto por gasoil.

En función de distintos escenarios para los precios de mercado interno y precios de importaciones de gas natural, carbón, gasoil y fueloil, se establecieron los precios para el presupuesto 2012.

El incremento en la tarifa de energía eléctrica, calculado para el escenario más probable, alcanzó un 24%.

Para considerar los otros consumos energéticos de una refinería, debemos tener en cuenta todos los combustibles involucrados.

En las refinerías, la canasta energética es muy variable, dependiendo de la posibilidad de acceso a gas na-

tural, ya que este es el combustible más barato. Además, si las refinerías tienen sistemas de compresión de gases, para optimizar el consumo del gas residual y minimizar los envíos a antorcha, hace que la canasta de combustibles pueda ser muy diferente.

También es determinante la capacidad de procesamiento de fondos que tenga el complejo. Valorizar los costos energéticos es muy importante para poder gestionar la energía y para poder realizar inversiones rentables o ahorros que conlleven sólo tareas de mantenimiento o de observación.

Para valorizar los combustibles sobre una misma base, como método se calcula la equivalencia en toneladas de

**Generación de Energía
Compresión de Gas**

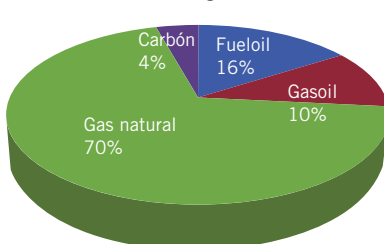
recupere el
gas asociado
de sus pozos de producción

nosotros lo transformamos
en energía limpia y económica
para su yacimiento

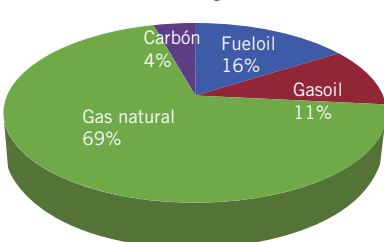
Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1º (UF 21)
Puerto Madero CP (C1107GLC) | Buenos Aires | Argentina
Tel.: + (54 11) 4331-3606 / 4331 4570 / 4331 4511
info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar

SoEnergy
SoEnergy Argentina S.A.

Consumos energéticos 2010



Consumos energéticos 2011



fueloil equivalente (t FOE). En esta tabla se puede observar la relación entre las diferentes energías y la t FOE.

La valorización de la t FOE depende de la utilización que se le dará a la energía a utilizar o a dejar de consumir.

Considerando que, en general, se maximiza la utilización de gas residual y suponiendo que en las refinerías se tienen restricciones de gas natural durante el invierno, en estos casos se deberá tener en cuenta un nuevo consumo según la época del año. También para los ahorros se deberán considerar dos épocas distintas.

En el caso de tener que acudir a la importación o exportación de combustibles, se deberán tomar como referencia las cotizaciones internacionales, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla:

Fecha	WTI	Brent	Escalante	Propano MB	Nº2 USGC	FO 1% NY
1999	23,2	22,4		17,7	24,2	18,8
2000	30,4	28,5		24,4	34,1	25,1
2001	25,9	24,5		19,7	29,0	20,7
2002	26,1	25,0		17,2	27,8	22,5
2003	31,1	28,8		23,9	34,0	27,4
2004	41,5	38,3		31,0	45,7	27,9
2005	56,6	54,5		38,3	68,4	41,6
2006	66,0	65,1		42,5	76,1	46,1
2007	72,1	72,4	81,7	50,7	84,2	54,0
2008	99,7	97,1	88,5	59,5	118,5	76,4
2009	61,9	61,7	59,4	35,6	68,3	56,1
2010	79,4	79,6	76,4	48,9	88,5	72,2
ene-11	89,5	96,3	89,4	56,6	107,8	78,9
feb-11	89,4	103,8	96,0	57,5	114,8	90,1
mar-11	103,0	114,6	111,5	57,9	126,3	101,8
abr-11	109,9	123,7	118,8	60,8	133,6	107,6
may-11	101,2	115,1	109,7	63,4	123,7	100,3
jun-11	96,2	114,0	105,1	63,6	124,0	105,2
jul-11	97,1	116,9	108,4	63,9	127,8	106,6
ago-11	86,3	110,5	103,4	64,2	122,6	98,8
sep-11	85,6	113,1	107,5	65,5	121,9	98,9
oct-11	86,4	109,4	106,8	61,8	123,1	99,6
nov-11	97,1	110,7	107,1	61,1	127,1	101,2
dic-11	98,6	107,9	103,7	58,3	119,8	98,7
ene-12	100,3	110,6	108,4	54,3	126,7	104,1
feb-12	102,3	119,6	114,5	51,3	132,8	112,1
mar-12	106,3	125,3	120,4	53,1	134,6	118,7
abr-12	103,4	119,7	117,4	50,2	132,3	118,8
may-12	94,5	110,3	106,2	39,5	122,2	106,1
jun-12	82,3	95,2	92,7	33,0	109,8	91,9
jul-12	87,7	102,2	97,2	36,6	116,6	98,7

Es por ello por lo que reducir un 1% de exceso de oxígeno en hornos nos podría llevar a un ahorro de 0,1 t FOE diarias. Ahorro similar que se obtendría por reducir la temperatura de chimenea en 10 °C.

También las trampas de vapor, que requieren una verificación periódica, son una pérdida oculta de energía en el sistema de vapor de la refinería. Una trampa que esté perdiendo a media presión, representa a alrededor de 0,2 t de vapor equivalente por año. Es decir, una innecesaria quema de gas natural o fueloil en el sistema.

Como vimos, a pesar de los precios energéticos, siem-

pre es conveniente utilizar bombas en lugar de turbinas. Porque, en definitiva, el combustible que se termina ahorrando en una refinería debería ser siempre el más caro, es decir, el fueloil.

A su vez, la ausencia de aislaciones produce grandes pérdidas de energía que no se logran detallar. Por ejemplo, la salida de una turbina de 25 pulgadas de diámetro, cuya temperatura de línea puede alcanzar los 300 °C y su temperatura exterior con aislación debería llegar a los 50 °C, supone una pérdida de 20 t FOE anuales.

Según la Resolución 394 del año 2007 del Ministerio de Producción, se fijaron nuevas alícuotas de derecho de exportación de los hidrocarburos, con el fin de atenuar el impacto de los precios internacionales sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Al pasar los años y siguiendo la dinámica de los precios del mercado interno, se fueron incrementando los precios de venta del petróleo y de los combustibles asociados.

Crudo tipo escalante. Precio venta al mercado interno

Período	Precio (US\$/m³)	USD/bbl
ene-11	322,3	51,2
feb-11	330,5	52,6
mar-11	335,0	53,3
abr-11	338,1	53,8
may-11	343,6	54,6
jun-11	350,3	55,7
jul-11	358,1	56,9
ago-11	363,6	57,8
sep-11	373,3	59,4
oct-11	383,8	61,0
nov-11	398,3	63,3
dic-11	414,9	66,0
ene-12	423,8	67,4
feb-12	425,4	67,6
mar-12	426,0	67,7
abr-12	411,7	65,5
may-12	407,0	64,7
jun-12	403,0	64,1

Esto también modificó, particularmente, los precios del fueloil, que se comercializa con un valor fijo por encima de la cotización del crudo escalante. Como se puede observar, el gas natural es una energía que se encuentra barata. Por medio de la Resolución 1982/2011 del Ente Nacional Regulador del Gas, estos precios deberán subir notablemente, lo que generará nuevos escenarios para los análisis energéticos.

Esto hizo que YPF solicitara créditos ambientales como consecuencia de la disminución de la emisión de dióxido de carbono, para la realización de la inversión de los compresores de antorcha en las refinerías La Plata y Luján de Cuyo. Estas inversiones de algo más de 5 millones de dólares, sin este incentivo, no hubieran alcanzado la rentabilidad necesaria para llevarse a cabo. El ahorro es de alrededor de 45 T FOE diarias.

En Refinería Luján de Cuyo se instaló un nuevo horno para el Topping III, cuya inversión alcanzó cerca de los 40 millones de dólares. El ahorro diario para esta inversión se calcula alrededor de 25 t diarias. En esta ocasión, el ahorro de fueloil es valorizado como carga a la unidad de *cracking* catalítico, ya que no se tiene una alternativa de producción. Su rentabilidad, sólo por el ahorro de com-

bustibles, alcanzó el 7%.

Otro proyecto que se puede mencionar es la incorporación de una convectiva a un horno de un duty aproximado de 6 millones de Kcal/h. Se estima el costo de la inversión en alrededor de 2 millones de dólares, con un ahorro diario de 6 t FOE, lo que implica una tasa interna de retorno cercana al 15%.

Comparación con índices internacionales

YPF participa desde hace más de 20 años en los estudios comparativos Solomon.

En la siguiente tabla, se puede ver una comparación de los consumos energéticos con las refinerías de los Estados Unidos y Latinoamérica, para el resultado conjunto de YPF:

	Estados Unidos				Latinoamérica				YPF
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	
Consumo total de energía (k Btu/bbl)	427	459	492	532	328	393	409	453	440
Consumo energía eléctrica (kWh/bbl)	9,2	9,6	10,1	9,7	4,1	5,9	5,1	5,7	5,5
Total consumo energético (MM BTU/UEDC)	14,1	15,1	16,3	18,3	19,3	19,9	21,7	25,1	20,5

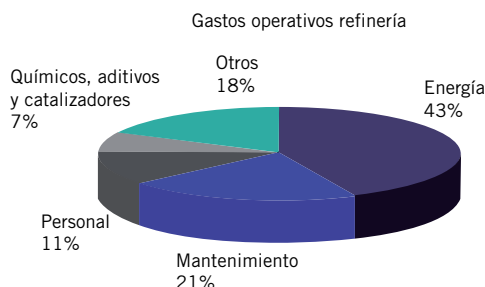
Se puede observar que YPF, en este rubro, se encuentra alineado con los países latinoamericanos, donde los consumos energéticos tienen valores que no necesariamente se mueven en función de la cotización de los precios internacionales.

Conclusiones

Los costos energéticos de una refinería representan alrededor de un 50% de los gastos totales operativos de una refinería.

Es por ello por lo que se debe prestar un interés especial, tanto en el cálculo detallado de los presupuestos, como en la asignación de recursos para seguimiento diario, control y, sobre todo, para las proyecciones de los consumos y para las inversiones.

En este último caso, se debe considerar el contexto del país, donde poco a poco nos fuimos transformando en un importador neto de energías. Las inversiones y las obras



que permitan ahorrar la energía en cualquiera de sus formas, ya sea eléctrica o de derivados del petróleo, no sólo podrá traer un ingreso a la compañía, sino que mejorará la balanza comercial del país.

Para ello se deben tener en cuenta las variables que siguen la evolución de los precios energéticos finales: precios locales de hidrocarburos, precios de mercados alternativos, cotización internacional de los combustibles que se importan, impuestos que afectan al precio de los hidrocarburos, regulaciones y disponibilidad de estos.

Un correcto manejo de estos valores se traducirá en mejores planes de desarrollo, en mayores eficiencias energéticas y, como consecuencia, en una mayor rentabilidad para el negocio. ■

Fuentes consultadas

- Secretaría de Energía.
- Cammesa.
- Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (Aguera).
- Información Legislativa de la página del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- Comisión Nacional de Energía Atómica.

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

email
info@vyp.com.ar

Desarrollo de aplicación web para la planificación de inspecciones de refinería

Por *Esteban Rubertis* y *Andrés Rivas* (GIE), *Agustín Soto* y *Ariel Corbalan* (Refinor)

Este trabajo muestra el desarrollo de una aplicación para la gestión de inspecciones de las plantas de Refinería Campo Durán y Terminales de Despacho, con herramientas para centralizar documentos y mejorar su administración.

En Campo Durán, provincia de Salta, se encuentra la única refinería del norte del país, Refinor S.A., donde se recibe petróleo crudo y gas natural provenientes de la Cuenca del Noroeste y de Bolivia, a través de dos oleoductos, un gasoducto y despachando subproductos por un poliducto, de esta forma se convierte en uno de los principales eslabones en el negocio integral del petróleo y gas del norte argentino.

Para obtener los productos que luego son comercializados, la destilería cuenta con las siguientes plantas de procesamiento:

- Una unidad de destilación atmosférica de crudo (*Topping*).
- Una unidad de destilación al vacío.
- Una unidad de hidrotratamiento de nafta.
- Un reformado catalítico de naftas (*Reforming*).
- Dos unidades de procesamiento de gas por turboexpansión y de fraccionamiento de LPG (gases licuados de petróleo, según su sigla en inglés).

- Además de una planta de producción de servicios auxiliares (agua industrial, vapor, energía eléctrica, aire) utilizados en las distintas plantas de proceso.

Históricamente, la planificación de las inspecciones y tareas de mantenimiento sobre el equipamiento estático en refinerías y otras industrias era programada en función del conocimiento de los tipos de equipamiento, historial de fallas previas, y, sobre todo, basado en la *expertise* del personal de mantenimiento/inspección. En la última década han sido desarrolladas metodologías de inspecciones basadas en riesgo (*Risk-Based Inspection*, RBI) por medio de las cuales se busca optimizar la utilización de los recursos de inspección en función del nivel de riesgo de la instalación o del equipamiento en particular.

Como es sabido, los estándares reconocidos internacionalmente para la inspección de equipamiento estático son API STD 510, para la inspección de recipientes a presión, API STD 570 para inspección de cañerías y API STD 653 para la inspección de tanques atmosféricos, en los cuales en sus últimas ediciones incorporan y recomiendan fuertemente la implementación de metodologías de RBI, mediante API 580 para la definición del tipo de actividades de inspección y para la determinación de las frecuencias de inspección.

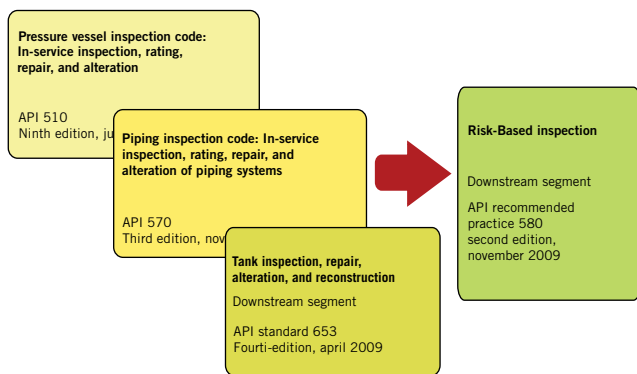


Figura 1. Normativas API.

La inspección basada en riesgo es una metodología que utiliza el concepto de riesgo para el desarrollo de un plan de inspección efectivo. La técnica provee las bases para identificar, analizar y gestionar el riesgo al tomar decisiones sobre la frecuencia de inspección, nivel de detalle y tipos de ensayos no destructivo. De esta forma, es posible reducir la probabilidad de fuga de fluido procesado a través de un correcto aprovechamiento de recursos, por lo cual, se considera un aumento de confiabilidad operacional de equipos estáticos y aumento de seguridad de operación de la instalación.

El análisis RBI permite una mejor gestión de los recursos de inspección y optimizar los planes de mantenimiento para proveer un alto nivel de alcance y conocimiento sobre los ítems de alto riesgo y un esfuerzo adecuado sobre el equipamiento de bajo riesgo.

El método define el riesgo de cada ítem como la combinación de dos términos separados: la consecuencia de falla y la probabilidad de la falla, las cuales son combinadas para producir una estimación del riesgo. El incremento del nivel de inspección disminuye la expectativa de riesgo a través de una reducción en la probabilidad de falla por la

acción de medidas correctivas y preventivas. Estas medidas se realizaban luego de que los resultados de las actividades de inspección hubieran determinado equipos o tuberías con presencia de anomalías que pudieran poner en riesgo su disponibilidad. Por otro lado, la inspección no modifica las consecuencias de una falla, sino que estas son afectadas por los sistemas de detección, aislación, mitigación y emergencia presentes en las instalaciones. Las mejoras en cuanto al cambio en el diseño, incorporación de nueva tecnología o sistemas adicionales, u otro tipo de acciones correctivas, permitirán reducir la magnitud de las consecuencias de falla estimadas en el análisis RBI.

Es importante destacar que cualquier cambio en las condiciones de operación o variables de proceso clave (aumento o disminución de pH, variación de composición de fluido procesado, modificaciones en diseño de instalación, etc.), puede impactar en el análisis y requerir una reevaluación. Se deben identificar los cambios o datos adicionales que dispararán la necesidad de reanálisis, como ser: programas de gestión del cambio, modificación de las condiciones de operación, condiciones de operación extraordinarias, información actualizada, hallazgos de la inspección, etcétera.

La tecnología de RBI fue desarrollada principalmente en los Estados Unidos, primero fue publicada en la edición de la API RP 580 en 2002, y hoy es utilizada en toda América, África, Asia, parte de Europa, etc. Actualmente, el RBI se encuentra diagramado en la API RP 580 de 2009 y en el documento base API BRD 581 de 2008, además, existe un esquema de nivelaciones de personal por el cual se puede contar con personal certificado por API en esta técnica, www.api.org/icp.

La publicación API 580 define tres tipos de metodologías de análisis de riesgo, los cuales incrementan su complejidad a medida que se emplean niveles de análisis superiores:

- Nivel 1: cualitativo.
- Nivel 2: semicuantitativo.
- Nivel 3: cuantitativo.

En la figura 2 se muestra el proceso de implementación de la técnica de análisis de riesgo. El ciclo comienza con la recolección de datos y, luego de la implementación de acciones de mitigación y reevaluación, el análisis debe repetirse.

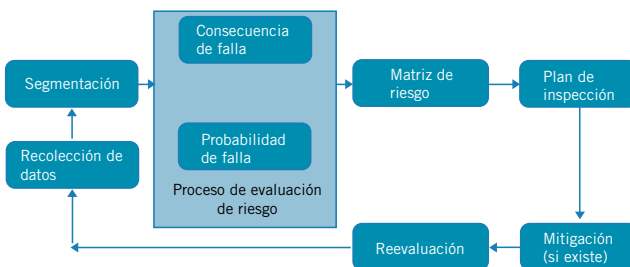


Figura 2. Diagrama de implementación de RBI (API 580).

El nivel 1, cualitativo, permite realizar de manera rápida, una jerarquización de aquellos objetos sometidos al análisis. Aquellos segmentos que resultan de mayor riesgo requieren un análisis más profundo, por lo que pasan al siguiente nivel, semicuantitativo. Este último requiere de

mayores recursos y nivel de información, ya que es un análisis de mayor intensidad y detalle que permite obtener planes particulares para los componentes más críticos de la instalación.

Definición de objetivos y equipo de trabajo

1. Definición de objetivos

La empresa Refinor trabaja con la consultora GIE desde hace más de siete años, período en el cual se ha logrado un crecimiento en conjunto en las tecnologías de evaluación de integridad de activos. El personal de Ingeniería de Mantenimiento comenzó desde hace años el desarrollo de una filosofía del Gerenciamiento de la integridad de los activos de plantas de refinería, estaciones de bombeo y despacho, para lo cual se enumeró un largo listado de variables para controlar como ser: planes de inspección, hoja de datos de equipos, isométricos, planos, procedimientos de reparaciones, dispositivos de alivios, mecanismos para seguimiento de los controles predictivos (medición espesores, termografías, etc.), por lo cual surgió la necesidad de desarrollar un *software* de acuerdo con los requerimientos específicos de Refinor.

Particularmente es destacable mencionar que en los últimos años se están incorporando análisis de RBI para la planificación de las actividades de inspección y mantenimiento durante las paradas de plantas programadas. De acuerdo con las mejores prácticas de la industria y con las recomendaciones de la publicación API 580, los pasos a realizar para la correcta implementación de una evaluación de inspección basada en riesgo (RBI) se detallan en el siguiente gráfico:

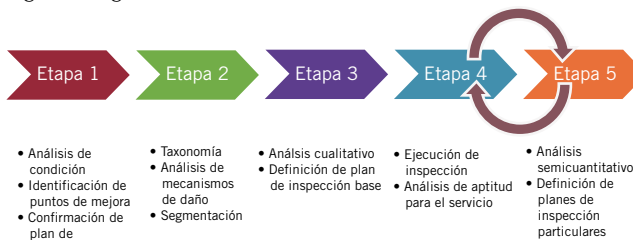


Figura 3. Etapas de implementación de RBI.

Tal como se puede apreciar en la figura 3, las etapas 4 y 5 requieren de un ciclo continuo que implica la ejecución de actividades de inspección y la retroalimentación en los análisis de riesgo para la optimización de los planes de inspección, en función de los resultados de inspección. Este es el motivo principal por el cual surge la necesidad de desarrollar un *software* para la evaluación del equipamiento estático de las plantas de la Refinería Campo Durán y demás instalaciones de Refinor.

2. Equipo de trabajo

Se diagramaron las actividades necesarias para el desarrollo del *software* y tecnologías de implementación, en primer lugar se definió un equipo multidisciplinario compuesto por profesionales de Ingeniería de Mantenimiento de Refinor y del área de Integridad de Plantas de GIE, y se completó el equipo con un grupo de profesio-

nales de informática para el desarrollo de la herramienta. El desafío fundamental que enfrentó el equipo de trabajo es a la interpretación de las normativas, y al consenso de criterios estandarizados para que sean de aplicación en el *software* por desarrollar.

Actividades desarrolladas

1. El nombre: Tzolkin

El calendario sagrado de los mayas es conocido bajo el nombre Tzolkin, término que significa –la cuenta de los días–. El sistema contiene 20 energías (Kines o días) y 13 potencias (números). La combinación de ellos conforma el calendario de 260 días que tuvo como fin brindar asistencia para comprender los procesos de la naturaleza, programar actividades y sacar conclusiones utilizadas en la planificación de las cosechas, los viajes y las batallas. La función principal del *software* por desarrollar será justamente la de planificar y programar las actividades de inspección, por este motivo se decide denominar a esta herramienta como: “Tzolkin-Planificación de Inspecciones”.

2. Tipo de aplicación y bases de datos

Las características geográficas de la empresa fueron uno de los desafíos por vencer, es decir, como existen sedes en Campo Durán, Salta, Tucumán, Córdoba, etc., se optó por un desarrollo de una aplicación web, en lugar de un *software* tradicional cliente-servidor. Esto permite el ingreso de un usuario registrado desde cualquier PC o Laptop, desde cualquier sitio con conexión a Internet sin requerir ninguna instalación previa.

Para el caso de la base de datos, se seleccionó una plataforma SQL Server 2008 la cual puede ser instalada en un servidor externo o en servidores propios.

3. Proceso de implementación (plan base de inspección)

Se definió en conjunto en el grupo multidisciplinario, el formato de flujo de información e implementación del análisis de RBI en los equipos, considerando la baja disponibilidad de información inicial en algunas plantas. Por esto, se diagramó la aplicación de forma que exista la posibilidad de una carga inicial de datos simples y que permita obtener rápidamente las hojas de datos de los equipos y un plan base de inspección a partir de un pri-

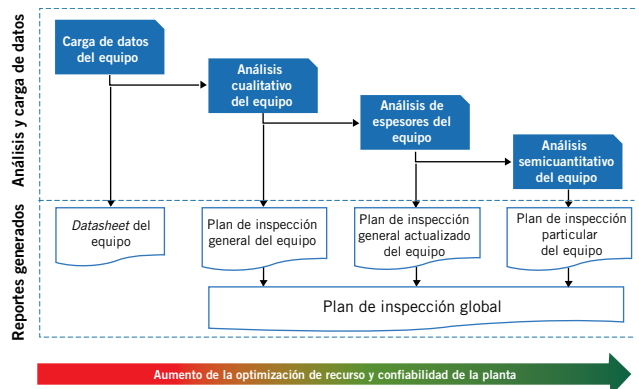


Figura 4. Conformación de los planes de inspección.

The Energy Flows Through Us™



LUFKIN

www.lufkin-arg.com

mer análisis cualitativo de riesgo. Esto permitió disponer de una estrategia de inspección para las futuras paradas de planta o planificaciones de mantenimiento. A medida que se vayan incorporando resultados de inspección y una mayor profundidad de análisis se logrará obtener mejores resultados y una optimización de los planes de inspección, tal como se observa en la figura 4.

4. Gestión de documentos

Un desafío importante para resolver fue la gran cantidad de información existente de los equipamientos, respecto de inspecciones previas, reparaciones, modificaciones, planos, etc., que se encontraba en distintas versiones y, además, en distintos tipos de formato. Debido a esto, se contempló que esta aplicación cuente con un gestor de documentos, que permita cargar y administrar documentación respecto de cada uno de los equipamientos. Para esto se creó un diagrama de árbol para recorrer los distintos equipamientos y un módulo de gestión de documentos, el cual permite administrar:

- Datos operativos.
- Datos técnicos
- Datos de repuestos y materiales para utilizar.
- Resultados de inspección.
- Historial de fallas.
- Historial de reparaciones.
- Datos de dispositivos de alivio (PSV).



Figura 5. Pantalla resumen de planta en la aplicación Tzolkin.

5. Análisis de riesgos

Siguiendo los lineamientos de API 580, el primer paso de análisis comienza por una evaluación cualitativa de riesgos, en donde, por medio de índices de cada equipo, se evalúan la probabilidad de una falla y su eventual consecuencia. Se diagramó la aplicación con el fin de contar con un análisis de riesgo cualitativo que permita realizar una categorización de equipos según el riesgo asociado, de esta forma quedan identificados los equipos críticos para la inspección. El reporte se grafica por medio de una matriz de riesgos.



Figura 6. Matrices de riesgo.

6. La gestión de espesores

Un problema típico que se genera en la industria es el control de los espesores, su seguimiento, trazabilidad, determinación de velocidades de daño, etc. Para resolver este problema se contempló en Tzolkin el diseño de un gestor de espesores, herramienta destinada a almacenar y evaluar los registros de espesores de cada campaña de inspección. Esta función se diagramó para permitir la importación de grillas desde el medidor de espesores, calcular la velocidad de corrosión (VC) de cada equipo, que será utilizada posteriormente en los análisis semicuantitativos. Luego, en función de la VC y de acuerdo con lo especificado en las normativas API 510 y 570, se programó el cálculo de la vida remanente del equipo.



Figura 7. Análisis de espesores y velocidades de corrosión.

7. Análisis semicuantitativo

Como indican los lineamientos de API 580, una vez identificados los equipos críticos en la matriz de riesgo, el próximo paso es la evaluación semicuantitativa del riesgo de estos equipos, para lo cual se implementaron en la herramienta diversos algoritmos que permiten la obtención de los factores de daño para cada mecanismo de daño, de acuerdo con la metodología descrita en API 581 de 2008. Se diseñaron, en un principio, con capacidad para analizar los siguientes mecanismos de daño:

- Adelgazamiento interno.
- Corrosión atmosférica.
- Corrosión bajo aislación.
- Fisuración por sulfhídrico (SSC).
- CREEP (Termofluencia).

En función del análisis semicuantitativo, será posible determinar la eficiencia de inspección y la fecha en la cual sea necesario ejecutarla de forma muy precisa, lo cual se obtiene de acuerdo con la figura 8.

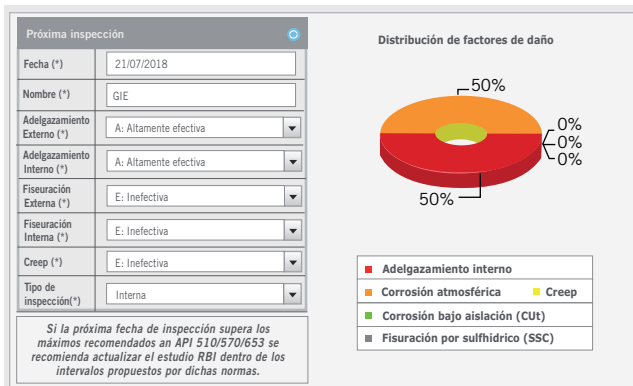
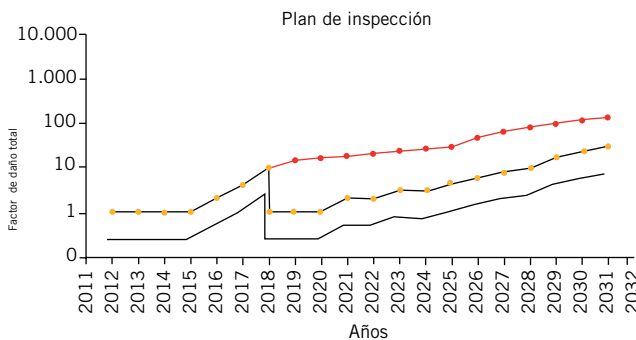


Figura 8. Análisis semicuantitativo.

Como se puede observar en la figura 8, se diagramó una pantalla para seleccionar la efectividad de inspección para cada uno de los mecanismos de daño activo, lo que permite monitorear el factor futuro de daño resultante.

8. Planes de inspección, reportes y resúmenes

Durante el diseño de la aplicación, se prestó especial atención a diagramar los planes de inspección, resúmenes y reportes de forma tal que puedan estar disponibles apenas se ingresen unos pocos datos de cada equipo, y a medida que se vaya completando la información y realizando análisis de mayor profundidad, se irán optimizando dichos planes de inspección y demás reportes.



Figura 9. Pantalla resumen de equipo en aplicación Tzolkin.

Uno de los principales objetivos definido por el equipo de trabajo era que los planes se obtuvieran automáticamente a partir de los resultados de los análisis de riesgo, para esto fue necesaria la creación de una base de datos tipo matriz que contempla:

- Tipo de equipo.
- Mecanismo de daño activo y factor de daño.
- Eficiencia de inspección seleccionada.
- Inspección interna o externa.
- Recomendaciones de inspección en base a API 581 / API 510 / API 570 / API 653.

En función de los resultados de análisis de riesgo y datos propios del equipo se recorre dicha matriz y se seleccionan las recomendaciones de inspección para ser ubicadas en el plan de inspección correspondiente, de esta forma se logra la obtención automática de los planes de inspección en un solo clic.



Figura 10. Planes de inspección.

Ejemplo de aplicación

Con el objetivo de mostrar los beneficios de la metodología de RBI y de la implementación de la aplicación Tzolkin, se detallará a continuación un ejemplo de aplicación en un cambio de modalidad implementado en la

planificación de inspección de la planta *Topping* de Refinor en Campo Durán.

La planta *Topping* de Refinor, cuenta con una capacidad de proceso de 26.100 bb/d = 4.150 m³/d, y está conformada por unos 30 recipientes acumuladores/reactores, 24 intercambiadores, 5 torres, 8 hornos, *piping* de conexión, y tanques de almacenamiento. Considerando la carga actual (4.000 m³/día) del *Topping*, es de crucial importancia cumplir con el cronograma de parada de planta programada, debido a que sería muy difícil subir la carga de forma tal de recuperar los días improductivos.

Históricamente, la planta *Topping* cuenta con un cronograma de paro de planta cada 5 años por una condición de ensuciamiento y pérdida de eficiencia (además, cada dos años, se hace un ajustado paro de 3 días para el mantenimiento y calibración de los dispositivos de alivio y seguridad). Por este motivo, la estrategia de inspección siempre estuvo alineada con el esquema de paro cada 5 años, en el que se realiza la inspección completa de la planta y se ejecutan inspecciones internas en la casi totalidad de los equipos que se abren para limpieza y se adicionan algunos pocos equipos por cuestiones de mantenimiento o inspección.

A partir del 2012, se comenzó a implementar una estrategia de inspección basada en riesgo con la aplicación de la herramienta Tzolkin. En primer lugar, se desarrolló un análisis de riesgo cualitativo con el objetivo de diagramar una inspección base durante la parada de planta de 2012 y completar gran parte de la información faltante del estado de integridad de los equipos y líneas. En la figura 11 se observa el resultado del análisis de riesgo en una matriz de riesgo para los equipos y tuberías.



Figura 11. Matriz cualitativa de equipos/tuberías.

En función del nivel de riesgo obtenido, e información de inspecciones anteriores, etc., se diagramó un plan de inspección general para ejecutar durante la parada de planta.

De acuerdo con el plan de inspección diagramado, se ejecutaron las siguientes inspecciones en los diferentes tipos de equipos de la planta *Topping*.

Figura 12. Resumen de inspecciones para parada de planta *Topping* 2012.

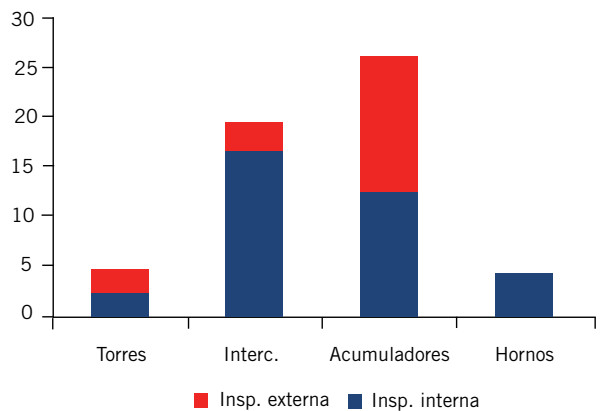


Figura 13. Resumen de cantidades de inspecciones internas/externas en 2012.

Una vez analizados los resultados de inspección, se realizaron análisis de integridad respecto de cumplimiento de normativas de inspección, como ser API 510/570/653 y se llevaron a cabo las recomendaciones pertinentes respecto de reparaciones o adecuaciones que permitan mitigar y monitorear los problemas detectados. Asimismo, se identificaron los equipos de mayor riesgo a los cuales se les ejecutó un análisis de riesgo semicuantitativo analizando en profundidad cada uno de sus mecanismos de daño.

La metodología empleada logró identificar siete equipos con vida remanente limitada, por lo cual, se recomendó una próxima inspección externa antes de la próxima parada de planta, es decir en el 2014. Se destaca que de esta forma se logra acotar el riesgo que hubiera resultado de aguardar hasta la próxima parada en 2017 para la inspección de dichos equipos.

Para el resto de los equipos, se diagramó un esquema de inspección cuyo principal objetivo es considerar las actividades de inspección estrictamente necesarias para mantener acotado el nivel de riesgo, reemplazando, en muchos casos, actividades de inspección internas por inspecciones del tipo externa u *on stream*. El esquema planeado se detalla en la figura 14.

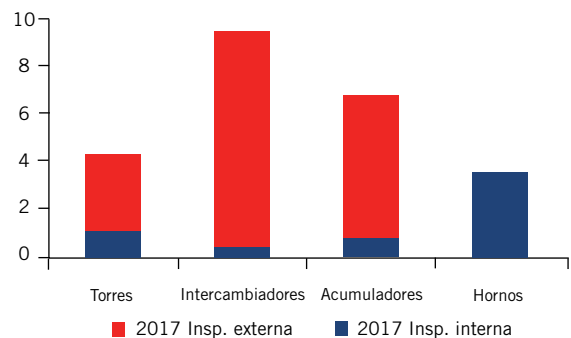


Figura 14. Resumen cantidades de inspecciones internas/externas en 2017.

Como se puede observar en la figura 14, como consecuencia de la nueva planificación, se eliminaron muchas aperturas de equipos innecesarias, con la consecuente reducción de costos de apertura, limpieza, e inspecciones internas. Con motivo de este ejemplo, se resumen en la figura 15 una comparativa entre las inspecciones realizadas en 2012 y las planificadas a futuro.

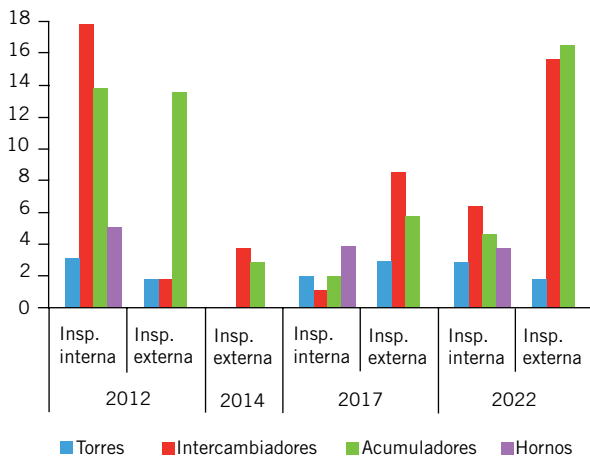


Figura 15. Comparativa de planificación de inspecciones.

Se puede observar en la figura 15 como, a partir de la implementación del RBI y la aplicación Tzolkin, no se repite el esquema de inspección del 2012 en las siguientes paradas de planta, sino que se distribuyen las actividades en el tiempo en función del riesgo de cada equipo.

Para el caso de las tuberías, se inspeccionaron en 2012 un total de 50 líneas y a futuro se estableció un plan de monitoreo de los puntos críticos en los diferentes planes de inspección, no se detalla al respecto con el fin de focalizar este ejemplo sobre el análisis en los equipos de la planta.

En función del nuevo esquema de planificación de inspecciones, se analizó su consecuencia en los costos de futuras paradas de planta. Existe una variable respecto del nivel de ensuciamiento de equipos y necesidad de apertura para limpieza que obviamente no se puede mejorar con esta técnica, pero, sin embargo, se observó una disminución considerable en la cantidad de equipos para intervenir en las paradas de planta futura, con la consecuente disminución de costos de limpieza, acondicionamiento y la propia inspección en sí.

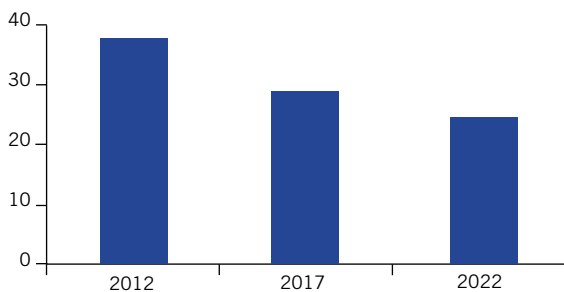


Figura 16. Comparativa de apertura de equipos.

Considerando el nuevo esquema de inspección y la disminución de apertura de equipos la estimación de costos en las siguientes paradas de plantas es la tabla 1.

	2012	2014	2017	2022
Total inspección	\$ 65.000	\$ 9.000	\$ 48.000	\$ 52.000
Total limpieza	\$ 450.000	\$ 0	\$ 330.000	\$ 423.000

Tabla 1. Costos comparativos según planificación de inspecciones.

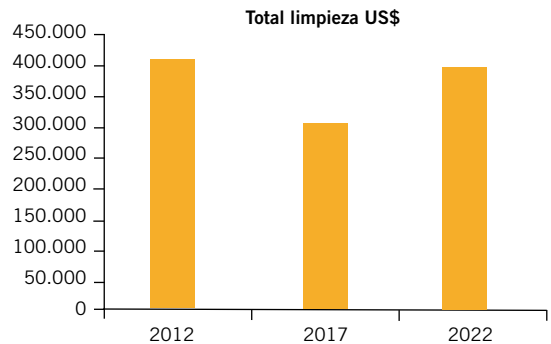
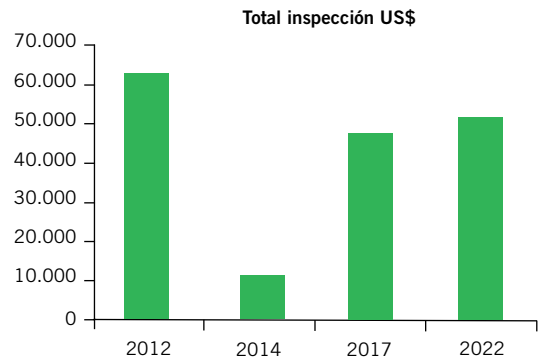


Figura 17. Costos de inspección/limpieza.

A diferencia de haber continuado con el esquema actual, se observa una disminución en los costos de limpieza de equipos e inspección en las futuras paradas de planta, del orden de 150.000 dólares en 2017, lo que representa un 30% del costo total de inspección y limpieza y 45.000 dólares en 2022, lo que hace a un 8%, destacándose que este ahorro se logra manteniendo acotado el nivel de riesgo de los equipos.

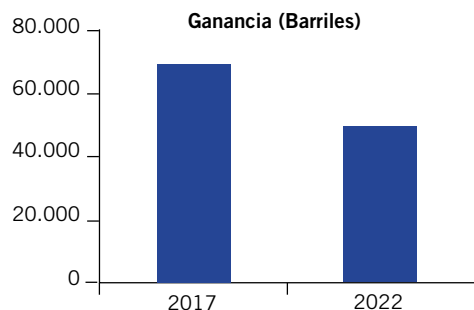


Figura 18. Reducción en la pérdida de producción.

Cabe destacar, además, que la parada del 2012 fue de 13 días, mientras que luego de los análisis realizados, se estima un total de 10 días para el 2017 y de 11 días para el 2022. Considerando una producción promedio de la planta *Topping* de 25.000 bb/d (4000 m³/día), se puede estimar la pérdida de producción debido a la parada de planta y los beneficios por la reducción en días lograda por la optimización de la planificación de inspecciones, tal como se observa en la figura 18.

Como se puede ver a partir de las figuras anteriores, se obtiene una reducción de pérdida de producción (ganancia) del orden de 75.000 barriles para el 2017 y de 50.000 barriles para el 2022, lo que hace a una ganancia de aproximadamente 12.500 barriles/año en el período de 10 años analizado.

En resumen, se puede observar que la implementación de la herramienta de *software* desarrollada y la tecnología de RBI logra no solo una disminución del riesgo y un aumento en la confiabilidad, sino también una mejora significativa en la renta del negocio mediante una reducción en la pérdida de producción comparada con las metodologías tradicionales de planificación de inspecciones.

Conclusiones

El personal de Ingeniería de Mantenimiento de Refinor, en conjunto con el de GIE, comenzó el desarrollo de una filosofía del gerenciamiento de la integridad para aplicar en sus activos de plantas de refinería, estaciones de bombeo y despacho. Con el fin de mantener sincronizados y actualizados la planificación de inspección, hoja de datos de equipos, procedimientos de reparaciones, dispositivos de alivios, seguimiento de los controles predictivos, etc., surgió la necesidad de desarrollar un *software* de acuerdo con los requerimientos específicos de Refinor.

El desarrollo de la herramienta está completamente basado en las normativas de inspección de recipientes, cañerías y tanques, API 510, 570 y 653, respectivamente. Las cuales brindan el marco regulatorio para seguir y la implementación de las metodologías de inspección basada en riesgo. Esto permite determinar el alcance y frecuencia de inspecciones y diversas tareas de manteni-

miento que son requeridas en función del riesgo de cada equipamiento.

La aplicación web Tzolkin se diagramó para permitir obtener planes de inspección en forma automática a partir del ingreso de unos pocos datos, planes de línea base, e ir optimizando dichos planes en función de una mayor profundidad de análisis, como ser evaluación de espesores y análisis de riesgo semicuantitativos. Se logró diseñar resúmenes o *dashboard* en donde se pueden observar rápidamente el estado de integridad de los activos y las planificaciones programadas.

La implementación de la herramienta desarrollada en conjunto con el gerenciamiento de la integridad permite elevar la confiabilidad operativa y la seguridad, esto se logra a través de minimizar paradas de plantas, maximizar producción, lograr la integridad mecánica y asegurar la conformidad con la normativa.

Todo este proceso es controlado mediante indicadores de nivel de riesgo, factores de daño, eficiencia de las técnicas de inspección, etc., que permiten lograr una estrategia de inspección eficiente y flexible, la centralización y resguardo de la información, la reducción de costos de inspección y mantenimiento y el aumento de la confiabilidad y seguridad. ■

Bibliografía

- API 510-*Pressure Vessel Inspection Code: In Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. American Petroleum Institute.
- API 570-*Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems*. American Petroleum Institute.
- API STD 653-*Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction*. American Petroleum Institute.
- API 580-*Risk Based Inspection. Recommended Practice*. American Petroleum Institute.
- API 581-*Risk Based Inspection. Base Resource Document*. American Petroleum Institute.
- Guidelines for Mechanical Integrity Systems*. Ed. Wiley.
- Otegui, J. L. y E. Rubertis. *Diseño de Cañerías y Recipientes de Presión*. Eudem, 2008.

LA CALIDAD ES NUESTRO
RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.



IPH SAICF

www.iph.com.ar



*Hay un universo en donde la energía lo atraviesa todo.
Bienvenido a Petrobras.*



DEL CAMPO / NAZCA S&S



Integridad de cañerías en plantas de proceso: gerenciamiento más tecnología

Por **Raúl Isidro Román** y **Martín José Rebollo**
(Complejo Industrial Lujan de Cuyo, YPF)

El siguiente trabajo aborda los pasos necesarios para organizar y gestionar un plan de inspección de cañerías en plantas de proceso como refinerías y plantas químicas.

A modo de introducción, hablaremos de las características, geometría y dificultades que presentan los sistemas de cañerías, que serán un obstáculo para sortear por el personal de inspección encargado de la gestión del inventario.

¿Por qué cañerías? El gráfico 1 muestra en porcentajes el inventario de una refinería de conversión profunda. Puede observarse que más del 50% de su inventario son las cañerías, y que esto lleva a que gran parte de los recursos destinados a la integridad de la planta sean dirigidos a su inspección.

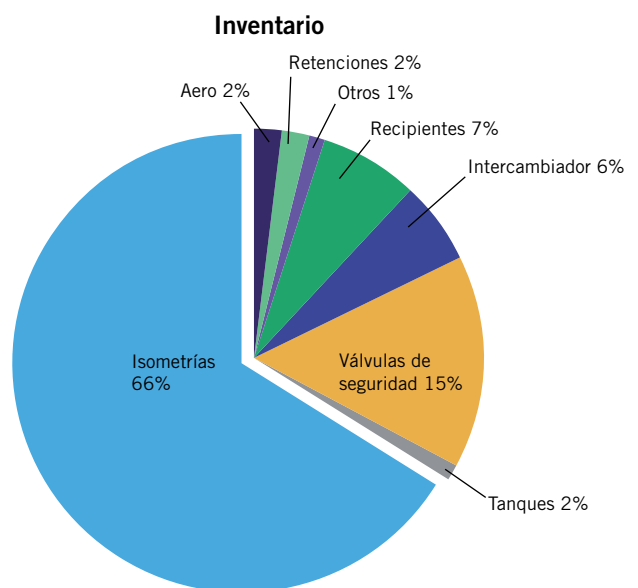


Gráfico 1.



Características de los sistemas de cañerías en plantas de proceso

Una de las principales características de los sistemas de cañerías en plantas de proceso es su geometría. Para poder entenderlo mejor, se pone como ejemplo la figura 1, en la cual se puede apreciar la complejidad que presenta el sistema, donde se señalan los cambios de diámetro, codos, reducciones, purgas, válvulas, etcétera.

A esto debemos sumarle:

- Problemas de acceso, tanto por alturas elevadas como por líneas soterradas.
- Temperaturas elevadas, en la mayoría de los casos, por encima de los 180 °C.
- Aislaciones.

Por último, hay que tener en cuenta que la mayoría de estas cañerías no permiten inspección visual interior, ya que los diámetros son pequeños (en su mayoría, entre 2" y 18"). Esto significa que por más que las cañerías estén fuera de servicio, nunca se podrá observar directamente su estado interior, algo que sí sucede en equipos.

Por los motivos antes descritos, los inspectores de cañerías deben utilizar toda tecnología disponible y todo recurso que esté a su alcance para lograr asegurarse de que las cañerías se encuentran en buen estado (o en todo caso "disminuir el nivel de incertidumbre").

Confección de un sistema de gerenciamiento de cañerías

El diseño de un sistema de gerenciamiento de cañerías (SGC) surge luego de que la organización responsable de asegurar su disponibilidad y confiabilidad se haya realizado las siguientes preguntas:

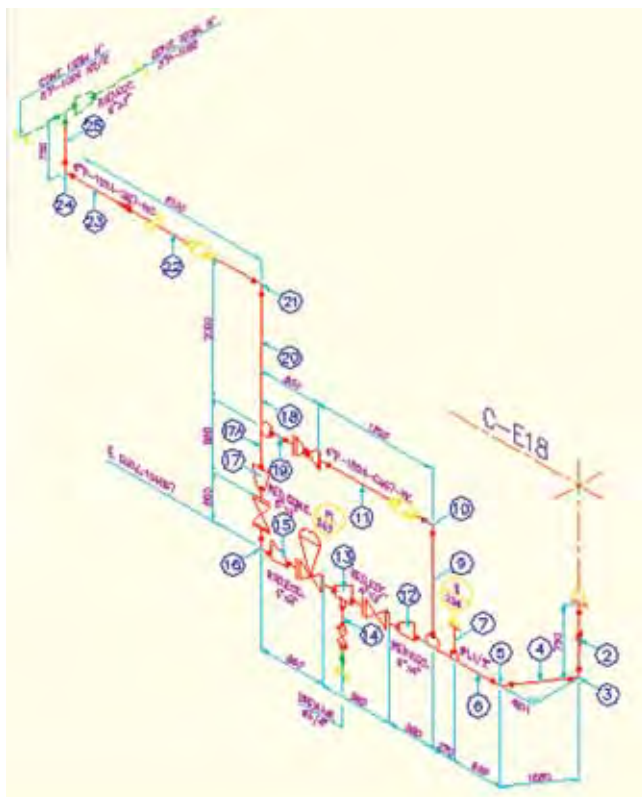


Figura 1.

1. ¿Tenemos el personal calificado para llevar a cabo las inspecciones?

La inspección es una disciplina que requiere de mucha formación y amplia experiencia. Por regla general, el inspector es alguien que debe conocer de normas de fabricación, normas de inspección, tener conocimiento

en materiales y en soldadura, experiencia en reparaciones provisionales, tratamientos térmicos, amplios conocimientos en ensayos no destructivos (END); y debe entender el proceso en el cual las cañerías están involucradas.

Muchas veces es importante que el personal esté calificado por un organismo externo a la empresa. Existen normas internacionales que entregan certificación reconocida a nivel mundial en inspección de cañerías, una de ellas es la API 570 "Piping Inspection Code" que entrega la certificación de "Pipping Inspector".

El personal óptimo para un departamento de inspección es un *mix* de técnicos *seniors* y *juniors* con el suficiente tiempo para una adecuada transferencia de *know how*, e ingenieros que realizan las labores de inspección y que tienen la formación académica necesaria para hacer frente a tecnologías cada vez más complejas.

2. ¿Tenemos identificado todo el inventario de cañerías que se encuentra en planta?

En ocasiones, sucede que no todas las líneas que están en planta están dibujadas en isometrías para su gestión.

Si este es su caso, lo recomendable es armar un equipo de trabajo con gente que releve las plantas, dibujantes y *data enters*.

- **Relevo en planta:** personal con conocimiento de isometrías y normativa para poder detectar cualquier montaje fuera de norma.
- **Dibujantes:** deben estar familiarizados con ubicación de CML (*condition monitoring locations*) y dibujo de puntos de inyección.
- **Data enter:** para subir los nuevos isométricos al sistema de gestión y para actualizar la toma de sus espesores.

Normalmente, esto no es responsabilidad de un departamento de inspección, pero tampoco conviene manejarse con los tiempos que lleva realizar los conformes a obras o que muchas veces pequeñas obras nunca se actualizan en el sistema. Si usted está al frente de un equipo de inspección, lo mejor es asegurarse de que tiene todos los circuitos relevados para su correcto control.

3. ¿Conocemos los fenómenos de daño que pueden afectar a nuestras cañerías?

Refinerías y petroquímicas se caracterizan por tener varios procesos involucrados donde las temperaturas de operación, presiones, productos circulantes y metalurgias cambian de uno a otro. Esta característica hace que la problemática que podemos encontrar en las plantas sea

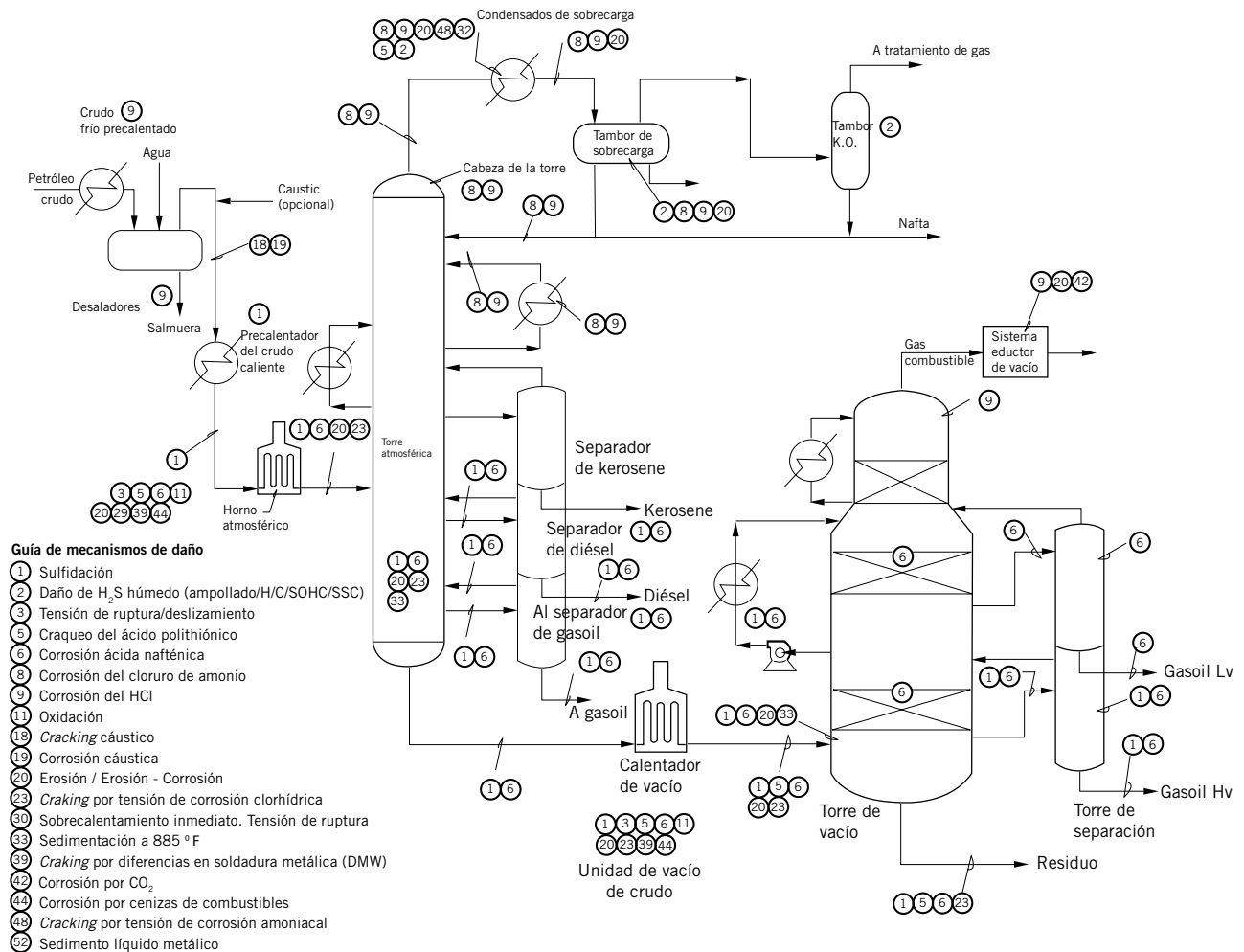


Figura 2. Mapa de falla de API 571 donde se puede observar, por zona, los distintos fenómenos de daño.

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

de lo más variada, y la identificación de los fenómenos de daño para cada zona de nuestra planta es crítica para armar el plan de inspección.

Existen prácticas recomendadas y reconocidas a nivel mundial que han recopilado todos los fenómenos de daño que se presentan en la industria y son un excelente punto de partida para identificar los específicos de su planta.

Un ejemplo de esto es la API 571, *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Allí se pueden encontrar mapas de fallas (figura 2) en los cuales se describe brevemente el proceso, e identificado por zona, el fenómeno involucrado, materiales afectados, morfología, inspección, mitigación y mecanismos de daños asociados.

Cabe destacar que estas normas son solo guías, y que cada refinería debe realizar su propio mapa de fallas.

4. ¿Disponemos de la tecnología necesaria para llevar a cabo la inspección?

En el mundo de hoy, existe una gran variedad de técnicas disponibles para la inspección de cañerías, tanto en servicio como fuera de este; aéreas o enterradas, descubiertas o aisladas, frías o calientes, etc. En realidad, la elección de la tecnología que se va a utilizar depende del fenómeno de daño que se pretende encontrar ya que una misma técnica puede ser excelente para detectar un tipo de daño y totalmente inservible para otro.

Por ello es importante contar con profesionales que se capaciten constantemente en nuevas tecnologías y técnicas de inspección.

Lo común es utilizar una *mix* de técnicas al momento de inspeccionar una cañería en búsqueda de algún fenómeno de deterioro.

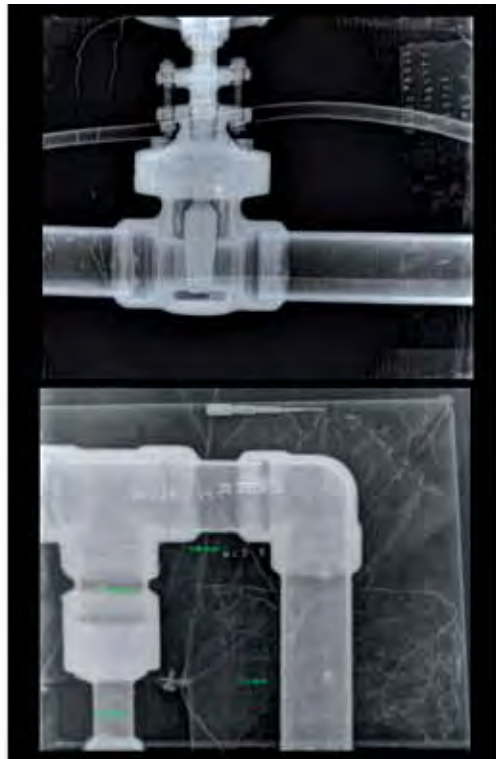
A continuación, se hace una breve reseña de las técnicas más utilizadas en inspección de cañerías:

- **Ultrasonido industrial (UT):** es la técnica más utilizada y reconocida a nivel mundial para toma de espesores tanto en frío como en alta temperatura. En plantas de proceso donde las temperaturas son elevadas, se utilizan palpadores especiales que permiten tomar espesores de hasta 500 °C.



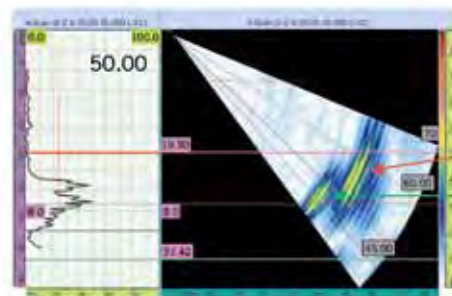
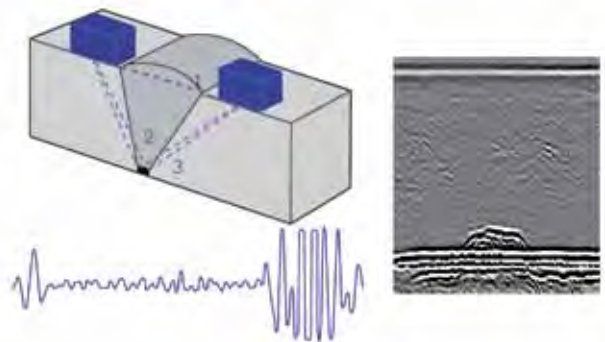
- **Radiografía industrial (RT):** es un proceso muy utilizado para detectar problemas en soldaduras y problemas de corrosión en líneas y equipos. Actualmente, esta técnica ha pegado un gran salto con la aparición de equipos digitales para el procesamiento de las imágenes

nes que permiten la toma de espesores y los tiempos de procesamiento se han disminuido a escasos segundos.



Imágenes de radiografías utilizando equipos digitales.

- **TOFD y Face Array:** técnicas ultrasónicas de última generación para la detección de defectos en soldaduras. Pueden utilizarse en frío o en caliente, en diámetros grandes, es más rápida que la radiografía.



- **Onda guiada (OG):** técnica ultrasónica para la inspección de cañerías de difícil acceso. Esta técnica utiliza ondas ultrasónicas que viajan a lo largo del caño, lo cual la hace sumamente útil en cañerías aisladas, líneas de difícil acceso y, sobre todo, en cañerías enterradas en las que con un solo pozo, se pueden inspeccionar varios metros de cañería. Como limitación, sólo opera hasta 110 °C.



Ensayo de ondas guiadas en una cañería enterrada y otra aérea.

- **Emisión acústica (EA):** técnica utilizada para detectar fisuras, corrosión y, sobre todo, pérdidas en cañerías. Es una tecnología sumamente útil para detectar pérdidas en cañerías enterradas. Esta consiste en la ubicación de sensores cada 80 m y presionando sobre la línea, la técnica es capaz de detectar e identificar la posición de una pérdida en una línea soterrada.



Control de cañería enterrada de salida de pie de tanque.

- **Detectores de permeación de hidrógeno:** estos equipos detectan la difusión de hidrógeno a través del espesor de una cañería debido a la corrosión que se está generando en su interior. Estos equipos son portátiles o de instalación fija y son útiles para saber si hay corrosión activa en distintas zonas de un sistema de cañerías.
- **Monitoreo de corrosión online:** estos equipos se resumen a sensores fijos colocados en las cañerías que



Sensor fijo de monitoreo de corrosión instalado en una cañería.

se encuentran permanentemente censando el espesor del caño. La señal es transmitida a una computadora central donde se analizan los datos y se puede observar espesores, tasas de corrosión y gráficos en tiempo real de toda una planta o sistema de cañerías.

5. ¿Disponemos de proveedores de tecnologías con experiencia en nuestra zona?

Debido a la gran variedad y complejidad de técnicas para la inspección de cañerías, es crucial realizar una buena elección del proveedor.

A continuación, se enumeran algunas opciones al respecto:

- Existe la posibilidad de comprar equipamiento y operarlo con personal propio, la ventaja de esto es la velocidad de respuesta y el conocimiento del nivel de formación del operador. Pero si la técnica es muy compleja y de poco uso, la casuística del operador se ve gravemente perjudicada. Además, hay que tener en cuenta la reposición del equipamiento y la pérdida del inspector para el resto de las tareas.
- Otra opción es contratar el servicio, lo cual si se elige bien al proveedor, asegura la última tecnología con operadores supercapacitados. Como contrapartida, tenemos el costo del servicio y, por otro lado, la oferta local puede ser mala o inexistente, esto nos lleva a contratar servicios internacionales los cuales llevan más tiempo y son más caros.
- Por último, está la opción de hacer un *mix*, donde un proveedor local realice los ensayos más rutinarios (UT, RT, etc.) con contratos a largo plazo que ayudan a bajar los costos y, en todo caso, con equipamiento propio de refinería, pero operado por la contratista. Por otro lado, dejar los proveedores internacionales para los casos más delicados donde la tecnología y la casuística del operador así lo ameriten.

En todo caso la definición siempre pasa por una relación costo-beneficio.

6. ¿Con qué periodicidad debemos controlar las cañerías?

Ya conocemos los fenómenos de daño que afectan a cada zona de nuestras plantas y, además, sabemos con



International Bonded Couriers

**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

qué técnicas detectar esos fenómenos. Lo siguiente es poner una frecuencia de inspección que sea representativa y segura.

Por un lado, si somos muy conservadores con la frecuencia de inspección, estamos malgastando recursos ya que solo para tomar espesores por ultrasonido, la mayoría de las veces hace falta andamio, remoción de aislación, permisos de trabajo, etc. Otro inconveniente con frecuencias de control cortas es que podemos superar los niveles de precisión del equipo que estamos utilizando. Por ejemplo: si utilizamos medición de espesores por ultrasonido en alta temperatura, el error de medición de esta técnica puede ser de 0,2 mm. En tanto, si utilizamos una frecuencia de inspección de 6 meses, el error de medición nos puede enmascarar una tasa de corrosión alta

donde, en realidad, no hay ningún problema.

Por otro lado, si utilizamos frecuencias de inspección muy largas, corremos el riesgo de no detectar un problema a tiempo. Hay controles que solo se pueden realizar en paros de planta; por ejemplo, el control de soldaduras propensas a fisuras, ya que las técnicas ultrasónicas que se pueden utilizar en estos casos (Face Array, TOFD, ultrasonido angular) tienen grandes limitaciones de temperatura.

Otra manera de generar frecuencias de inspección es por RBI (*Risk Based Inspection*) que utiliza la probabilidad de ocurrencia de un evento contra la consecuencia que este generaría. Con estos datos se ingresa a una matriz de riesgo y, dependiendo de la posición en que se encuentre, se le otorga una frecuencia de inspección.

Caso de aplicación

A continuación, mostraremos un ejemplo donde se puso a prueba un sistema de gestión de cañerías como el descrito en este artículo.

En la refinería de YPF en Luján de Cuyo, Mendoza, se toma la decisión de empezar a recibir crudo ácido de un yacimiento cercano, lo que incrementa los valores de TAN (*Total Acid Number*) del crudo carga a una unidad de *Topping* y vacío.

Los valores altos de acidez en los crudos son generados por ácidos nafténicos, los cuales son conocidos por generar grandes problemas de corrosión puntual y generalizada en unidades de destilación atmosférica y vacío (mayor información sobre corrosión por ácidos nafténicos se puede encontrar en API 571).

Como primera medida se decide realizar una extensiva campaña de toma de espesores por UT en todos los circuitos propensos al fenómeno de daño y previo al ingreso del nuevo crudo carga. Esto sirve para tener un punto cero del estado de las cañerías para poder comparar espesores y velocidades de corrosión a futuro.

Por otro lado, se redujeron las frecuencias de inspección. Seis meses para zonas críticas como cuadros reguladores, líneas de transferencia y envío de bombas. Un año para el resto de circuitos críticos y dos años para circuitos semicríticos.

Para poder realizar los controles, se optó por radiografía industrial para todo CML menor o igual a 6 pulgadas y ultrasonido de alta temperatura para diámetros mayores y accesorios de mucho espesor. El departamento de inspección cuenta con personal contratado para la realización de los ensayos no destructivos de rutina dentro del complejo, pero para poder sobrellevar el gran flujo de trabajo que estas plantas requerían se tomaron algunas medidas extras. Se adquirió un equipo de radiografía digital de última generación para aumentar la productividad de la técnica y se capacitó a la contratista para su uso, además, se puso a punto la técnica de ultrasonido de alta temperatura para poder medir los circuitos en servicio con temperaturas entre 180 °C y 400 °C.

El resultante de tercerizar los trabajos de control de espesores, pero con equipamiento de punta propio ha tenido excelentes consecuencias y es una salida rápida para poder incrementar controles con el mismo personal.

Además, se instaló un sistema de monitoreo de corrosión en línea que consta de 19 sensores de medición de espesores instalados en puntos críticos que censan el espesor del caño una vez por día. Este dato viaja hasta una computadora central ubicada en la sala de control donde se procesan los datos y un *software* entrega espesores, velocidades de corrosión, temperatura y gráficas de la evolución del espesor del caño. Este sistema de última generación permite optimizar los recursos, ya que se puede estar monitoreando la planta en forma remota y si los sensores de algún circuito empiezan a acusar corrosión, se derivan más recursos de control a esa zona.

Por último, tras instalar el sistema de monitoreo y la experiencia de años de controles con frecuencias cortas, el departamento de inspección estuvo en condiciones de modificar las frecuencias de inspección. Se descartaron las frecuencias de seis meses y, hoy en día, se utilizan frecuencias de un año para zonas críticas y de dos o cinco años para el resto de los circuitos susceptibles al fenómeno de daño.

Como resultado de esta gestión de cañerías, se logró mantener la planta en funcionamiento sin incidentes, seguir de cerca zonas con altas velocidades de corrosión y evitar los incidentes realizando reparaciones provisionales o cambios de líneas donde se vio que las cañerías no llegaban a la próxima parada. También se ha disparado un *upgrade* metalúrgico para la próxima parada programada de la unidad.

Conclusión

Gracias a haber tenido armado un sistema consolidado de gestión de inspección, al apoyo y decisión de la gerencia de invertir en tecnología y formación se pudo dar una respuesta rápida a un problema que al día de hoy preocupa a toda la industria de refinación de hidrocarburos.



¿Soluciones para la industria del petróleo, gas y petroquímica?



Efectivamente.

Como una de las empresas de tecnología de ingeniería eléctrica y automatización líder en Argentina, ABB ha desarrollado cientos de proyectos para la industria local del petróleo y gas, ayudando a nuestros clientes a utilizar la energía en forma eficiente e incrementar la productividad.

Nuestra amplia oferta de servicios de calidad e innovadoras soluciones integradas de instrumentación, electrificación, automatización y optimización de procesos ayudan a nuestros clientes a satisfacer sus necesidades a lo largo de toda la cadena de suministro: desde la producción de pozos y yacimientos, el transporte, el almacenamiento y la distribución, hasta la refinación y la comercialización; desde productos y sistemas dedicados y aplicaciones puntuales, hasta modernos sistemas colaborativos y de gestión empresarial.

Nuestra experiencia en el mercado y el enfoque de excelencia operacional, nos dan la capacidad para encontrar la mejor solución a las necesidades de nuestros clientes y mantener sus operaciones seguras, productivas y rentables.

Para mayor información, visítenos en www.abb.com/ar

 facebook.com/ABBArgentina  [@ABB_Argentina](https://twitter.com/ABB_Argentina)



Power and productivity
for a better world™



Se debe tener en cuenta que todo nuestro sistema de gestión de cañerías puede fracasar por una frecuencia de inspección errónea.

7. ¿Disponemos de un sistema de gestión para manejar nuestro plan de inspección?

De nada nos sirve llevar a cabo todo lo antes expuesto si no tenemos un sistema que pueda manejar la inmensidad de datos que un sistema de gestión de cañerías infiere. El arma más poderosa que tiene un inspector de campo es su sistema de gestión en donde se pueda programar y armar todos los planes de inspección que se requieran.

Por sistema de gestión se entiende un *software* que sea capaz de manejar todos los datos que tiene un plan de inspección de cañerías de una planta de proceso.

Estos datos son:

- Isométricos con sus respectivos planos para control.
- Fechas de última y próxima inspección.
- Historiales.
- Peticiones a mantenimiento.
- Datos técnicos de la línea.
- CML con:
 - Diámetro y espesor inicial.
 - Mínimo espesor requerido.
 - Historial de espesores tomados.
 - Velocidades de corrosión larga y corta.
 - Velocidad de corrosión.
 - Vida estimada en horas.

Como mínimo, un *software* de gestión de cañerías debe poder manejar:

- Los distintos circuitos o isométricos con la capacidad de informar las fechas de las inspecciones venideras para que el inspector pueda programar con antelación el flujo de trabajo.
- Historiales por circuito o isométrico para una rápida identificación de la problemática que viene teniendo la línea a través de los años.
- CML o *condition monitoring location* son zonas específicas a lo largo del circuito de cañerías donde se llevan a cabo las inspecciones. La naturaleza de un CML varía de acuerdo con su ubicación en el sistema de cañerías.

La selección de un CML debe considerar la corrosión potencial de una zona y la corrosión específica del servicio como lo puede describir la API 571.

- La velocidad de corrosión es un cálculo que se realiza con la pérdida de espesor que ha sufrido la cañería por los años que lleva en servicio. Este dato sirve para saber cuán agresiva es la corrosión en un punto.
- Vida estimada en horas es un dato importantísimo que sale directamente de la velocidad de corrosión y entrega las horas restantes que puede estar en servicio una cañería antes de llegar al espesor de cambio; con esto el inspector sabe si debe pedir el cambio de una cañería en el próximo paro de planta o puede llegar al siguiente.

Debemos tener en cuenta que, mientras más poderoso sea nuestro sistema de gestión, mejor será el control que un inspector pueda ejercer sobre sus líneas.

Conclusión

Es probable que quienes accedan a este trabajo tengan un enfoque similar al expuesto en la gestión de sus cañerías, como también es probable que haya organizaciones que coincidan con parte del enfoque del trabajo.

La idea es transmitir una experiencia real de gestión que, en mayor o menor medida, pueda servir a quienes trabajan día tras día en las distintas industrias con la finalidad de que las instalaciones (en este caso cañerías) estén la mayor parte del tiempo disponibles y confiables de modo de obtener los mejores rendimientos del proceso sin accidentes personales o industriales que puedan comprometer la continuidad en el mercado.

Podríamos decir que las cañerías son a una planta industrial como las arterias al cuerpo humano, vitales en la vida de ambos, su buen cuidado hace a una vida saludable y longeva.

El producto final es consecuencia de la justa proporción de cada uno de los ingredientes mencionados. El exceso o déficit de alguno de ellos lo modificará de manera negativa. ■



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



Inspección de obra Un Sello de excelencia en toda la industria

El asesoramiento de una tercera parte independiente es fundamental para las empresas que buscan la verificación del cumplimiento de sus equipamientos, de las normativas y códigos nacionales e internacionales. Bureau Veritas le brinda una garantía de calidad y seguridad con un completo servicio de inspección en obra, asegurando altos niveles en el diseño, manufactura, operación y mantenimiento del proyecto.

Le ayudamos a promover eficiencia, limitar las interrupciones en el proceso de construcción para una puesta en marcha en tiempo real, y construir una imagen libre de incidentes para su empresa.

La división de Oil & Gas y Energía de Bureau Veritas agradece a sus clientes: ENARSA, YPF, TGS, TGN, CAMUZZI la confianza depositada en estos años al permitirnos brindar servicios de Asistencia Técnica, Revisión de Ingeniería, Inspección de Obra, Inspección de Montaje y puesta en marcha de sus obras.

011 4000 8000

www.bureauveritas.com/oilandgas
jorge.valanzuela@ar.bureauveritas.com

Move Forward with Confidence





Gestión de las pérdidas de hidrógeno en un *header* con múltiples productores y consumidores

Por **Ing. Geraldo Márcio Diniz Santos** (Petrobras)

El presente trabajo explica cómo, para adecuarse a las exigencias del mercado del gas y a las regulaciones ambientales actuales, la refinería Duque de Caixas (Reduc) de Petrobras implementó nuevas unidades de hidrotratamiento y generadoras de hidrógeno con reforma a vapor.

La refinería Duque de Caixas (Reduc) es una refinería del sistema de Petrobras, con unos 50 años de operación, muy compleja y con una gran variedad de productos.

Debido a su localización estratégica, la Reduc ha pasado por diversas actualizaciones y ampliaciones, y ha recibido nuevas unidades de producción de combustibles, lubricantes y petroquímicos derivados del gas.

Para adecuarse a las exigencias del mercado del gas y a las regulaciones ambientales actuales, la Reduc implementó recientemente nuevas unidades de hidrotratamiento y generadoras de hidrógeno con reforma a vapor, haciendo aún más complejo el esquema de refinamiento de la refinería, con una creciente demanda de hidrógeno.

Para atender esa demanda, actualmente seis unidades productoras de hidrógeno y un proveedor externo que están interrelacionados a siete unidades consumidoras en

un *header* de hidrógeno (conjunto de plantas que generan hidrógeno).

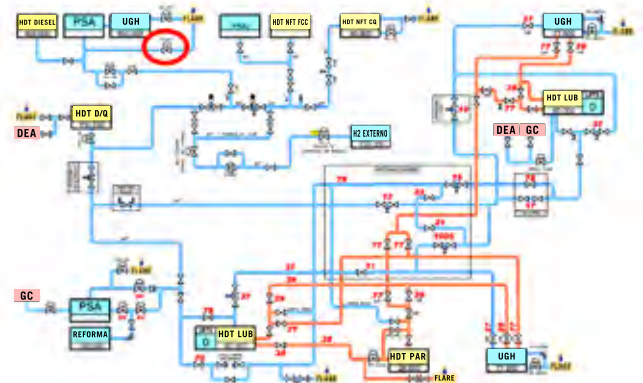


Figura 1. Diagrama de flujo esquemático del *header* de hidrógeno.

La figura 1 representa el diagrama de flujo esquemático del *header* de hidrógeno, que está compuesto por tres unidades generadoras de hidrógeno, una PSA (*Pressure Swing Adsorption*) de reforma catalítica, una PSA asociada a la unidad de HDS (*hydrodesulfurization*) de nafta craqueada y también a un proveedor externo de hidrógeno.

Todas estas unidades presentan capacidades de producción muy distintas. Las unidades consumidoras de hidrógeno que forman el *header* son una HDT de diésel 50 ppm, una HDT de diésel y QAv, una HDS de nafta de coque, una HDS de nafta craqueada, dos HDT de lubricantes, y una HDT de parafinas.

En este escenario, el *header* de hidrógeno fue un punto crítico para la optimización y confiabilidad de la refinería. Todo el control del *header* pasó a ser realizado por una válvula de control PV.41 (círculo rojo en la figura 1), que envía el excedente de hidrógeno (H₂) del *header* hacia el sistema de antorcha de la refinería. En el caso de reducción en la oferta de H₂, ya sea por la caída de algún proveedor o por el aumento de la demanda de algún consumidor, el sistema quedaba muy vulnerable y sujeto al TRIP de las unidades consumidoras por presión baja en el *header* de H₂.

Para aumentar la confiabilidad del sistema de hidrógeno de la Reduc, se realizaron mantenimientos en equipos, se sintonizaron las mallas de control reglamentario y se realizaron modificaciones en las estrategias de control reglamentarias, para posibilitar la reducción del excedente de H₂ en el *header*, evitar el TRIP de la HDT de diésel (principal consumidor) y posibilitar la modulación de carga de la principal unidad generadora de H₂.

La gestión busca conciliar la producción con el consumo actual, minimizar las pérdidas y emisiones, reducir los costos operacionales, aumentar la rentabilidad y confiabilidad del sistema. En virtud de la complejidad del *header* y de la necesidad de monitoreo constante de las principales variables que influyen en el equilibrio del H₂, fue creado un panel de gestión (figura 2) que permite una rápida evaluación del escenario de producción y consumo de H₂, principales alivios para el sistema de antorcha, presión

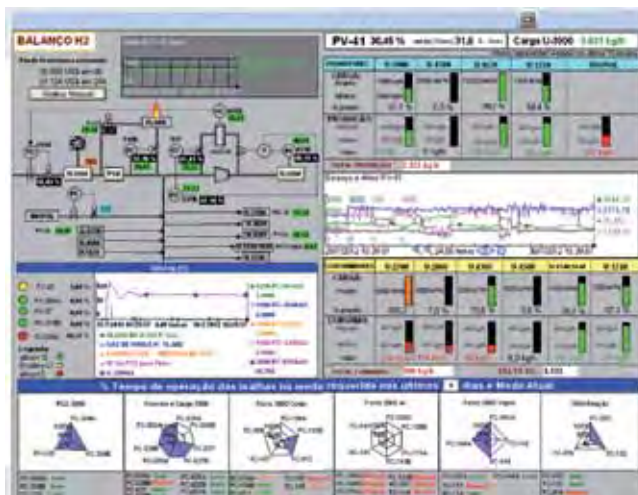


Figura 2. Panel de gestión de monitoreo del balance del *header* de H₂.

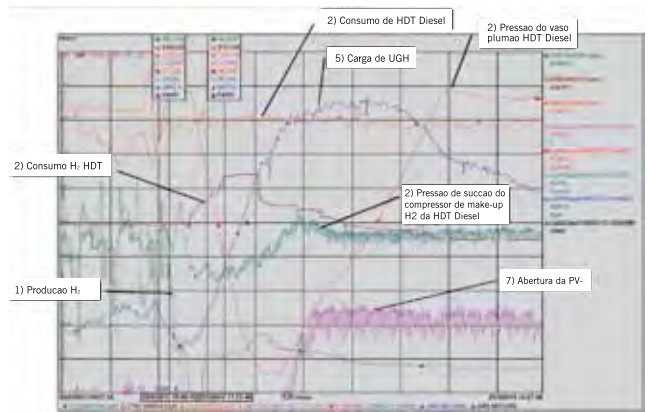


Figura 3. Rendimiento de la nueva estrategia de control en un acontecimiento operacional.

del *header* y en las unidades, además del monitoreo del modo de operación de las principales mallas de control reglamentario.

Para ilustrar el comportamiento de la nueva estrategia de control, podemos citar un acontecimiento operacional que sucedió en marzo de 2012, en el que las mallas de control de las unidades HDT diésel y de la principal UGH operaban en modo cascada, la PV-041 estaba cerrada (AO en -5%), cuando ocurrió el TRIP de la PSA de la reforma y después de 18 minutos, ocurrió el TRIP de la HDT de diésel/QAv y la utilización de H₂ para la purga de los reactores. Estos dos eventos seguidos representaron un aumento del 11% en la demanda de H₂ en relación con el momento del primer evento.

La figura 3 ilustra el comportamiento de las principales variables operacionales relacionadas a los acontecimientos ocurridos descriptos anteriormente. Podemos notar que primero hubo una reducción en la producción de H₂ de la reforma (1), en seguida hubo consumo de H₂ en la HDT de diésel/QAv (2). Con este aumento en el consumo de H₂, hubo reducción en la presión del *header* de H₂ y, consecuentemente, en la presión de succión del compresor de *make-up* de H₂ de la HDT de diésel (3). Hubo acción de las mallas de control que utilizaron el H₂ almacenado en el vaso pulmón de la HDT de diésel (4) para evitar el TRIP de los compresores de *make-up* y mandaron el aumento de la carga de la UGH (5). Se puede notar que no hubo reducción en el consumo de H₂ en la HDT de diésel (6). Después de la subida de carga y con el aumento de la oferta de H₂, hubo un alivio del excedente de H₂ para el sistema de antorcha, y, en seguida, con un nuevo rendimiento de las mallas de control, hubo una reducción en la carga de UGH para cerrar el equilibrio del *header* y evitar el envío de H₂ para el sistema de antorcha (7).

El monitoreo constante del equilibrio material del *header* de H₂, así como la implementación de las nuevas estrategias de control se mostraron eficaces, lo que permitió la reducción de la quema de H₂ en el sistema de antorcha de la refinería, que representa cerca de 3.500 toneladas por año con una ganancia estimada de 3,9 MM US\$ por año. Otras acciones para el aumento de la confiabilidad de las unidades productoras y consumidoras están en fase de implementación, buscando aumentar la optimización del sistema de H₂ de la refinería. ■

Mesa redonda

Panorama de innovación tecnológica



Especialistas regionales se refirieron a la situación actual de los aspectos tecnológicos de las refinerías y de sus proyecciones a corto y mediano plazo.

Julio Antonio Varela
Asociación de Fábricas de Automotores, ADEFA
Se refirió a la actualidad de la industria automotriz.

“Quiero, simplemente, mostrarles a ustedes cuál es la visión que tenemos en las empresas automotrices desde aquí hacia el futuro, mostrarles qué tecnologías estamos viendo en el corto, mediano y largo plazo. También vamos a hablar de la tecnología que actualmente tenemos en nuestros vehículos.

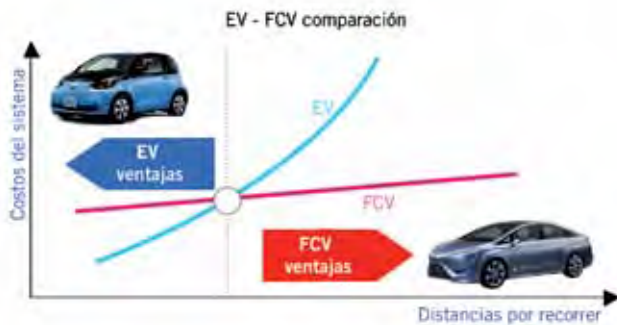
La tecnología automotriz no se genera por sí sola, sino que está parada sobre tres pilares fundamentales: la legislación vigente, las tendencias y la responsabilidad social. Cuando hablamos de tecnología aplicable, también tenemos que ver, en la industria automotriz, cómo se mueve el mundo, porque esa es la estrategia que debemos seguir.

En este gráfico, se aprecia lo que el sector automotriz ve como industria aplicable de aquí al futuro:



Queda claro que hay una diversificación de energía, y lo que intentaremos dilucidar es cuál es más aconsejable

para cada caso y el tamaño del vehículo y el tipo que se utilizaría. Así, dependiendo del viaje, para viajes de corta distancia tendríamos vehículos eléctricos; para una mayor distancia, vehículos de pasajeros comunes, los híbridos o los que se pueden enchufar. En tanto si se incrementan aún más las distancias del recorrido, entraríamos a la zona de los vehículos que utilizan hidrógeno. Ahí tendríamos vehículos de pasajeros como ómnibus o camiones.



En el caso de los vehículos eléctricos, a medida que la distancia crece, su costo se incrementa. En cambio, en los de combustible, aunque el costo es muy alto, es lineal, y el costo se mantiene y, en largas distancias, conviene más. En cuanto a la diversificación de energía, en cuanto el combustible tenemos varias materias primas: petróleo, gas natural, carbón, biomasa, entre otras. También tenemos los vehículos que dependen del hidrógeno o de energía solar o de eólica y de esa misma forma, con esos combustibles que permiten la generación de electricidad, tenemos los vehículos eléctricos o los *plugging* o híbridos.



Así es como nosotros vemos el futuro de la industria automotriz. Ahora vamos a ver de una manera sintética cada una de las tecnologías que hemos mencionado, para luego entrar al último punto que resume las motorizaciones actuales y sus requerimientos.

En cuanto a los vehículos que funcionan a hidrógeno, que tendrían una aplicación comercial masiva, hoy se estima que estaríamos arrancando en el 2020. Si bien la tecnología hoy existe y está en desarrollo, los materiales que necesitamos para que esta pueda ser rentable con un gran rendimiento, son muy costosos, por lo que es imposible hacer un uso masivo de esta tecnología en los vehículos.

Por último, como necesidad para esta tecnología, es indispensable una red de recarga en todo el país para una fácil y rápida recarga de combustible, en este caso de hi-

drógeno.. Como todo sabemos, no es sencillo. Se necesita de una planificación a largo plazo que no se desvíe en ningún momento.

Ahora pasemos a hablar un poco del vehículo híbrido, ya hemos lanzado el primer híbrido diésel en el mundo, y cumple con tecnologías que son compatibles con el Euro 5 y el Euro 6 por lo que necesitamos una red de carga eléctrica compatible con esa tecnología.

Por último, entre los vehículos que divisamos de acá a unos años, tenemos a los eléctricos, que nos sirven para una modalidad de corta distancia, dado que son de pequeña envergadura, para que sean manejables en ciudades y zonas urbanas muy densas. Son compatibles con el desarrollo sustentable y además, son silenciosos.

Hemos repasado los tres tipos de tecnologías aplicables de acá al corto, mediano y largo plazo. En cuanto al presente y al cortísimo plazo, lo que se está desarrollando hoy en motores de nafta y diésel, son todos de baja cilindrada y motores de 3 cilindros. La contraparte de esta tecnología es que deben usar combustibles con ciertas características, bajo contenido de azufre y la no introducción de aditivos metálicos.

No debemos dejar de mencionar un dispositivo que es el corazón de la tecnología automotriz: es el catalizador que permite controlar las emisiones del motor para que estas estén dentro de lo que la legislación exige.

Así como mencionamos los motores de nafta, tenemos los de diésel, que de una manera similar, tienen baja cilindrada, con altas presiones. Son amigables con el Medio Ambiente, porque son motores de bajo consumo y CO₂. Hoy para el caso de los de diésel podemos hablar de partículas, de arribar a valores de emisión compatibles con las normas que hoy son exigibles en la Argentina. Además de tener un entorno que permita que este filtro de partículas pueda funcionar correctamente.

Un filtro de partículas atrapa todo el material particulado, obviamente hay que eliminarlo y esa eliminación se realiza mediante una regeneración sistemática. Los combustibles tienen que estar asociados para que esto pueda suceder sin inconvenientes.

En el caso de los diésel, el nivel de las primeras emisiones, de hace más de 10 años, ha bajado a través del tiempo rápidamente, por ese motivo se da tanta importancia al filtro. Los motores diésel también tienen una tecnología que cumple con el límite de emisiones de Euro 4, 5 y 6. El particular de los motores pesados es la emisión de NO_x, que es provocado por las altas temperaturas.

La tecnología automotriz no se maneja sola: junto con la industria automotriz está la industria del petróleo y del gas, con la cual, desde hace muchos años y mediante reuniones anuales, definimos qué tipo de combustibles son compatibles, las tecnologías que vienen y cuáles son sus exigencias ambientales en el mundo. La idea es poder decir que nuestros vehículos van a tener un correcto funcionamiento durante toda su vida. No podemos ser solo responsables a la hora de homologar un vehículo, sino también cuando esté en la calle, para que no contamine. Trabajando todos juntos vamos a lograr los objetivos que todos queremos, y al lograr las reglamentaciones que nos exigen, tendremos una mejor calidad de aire y, lógicamente, de vida. Si esto es así, la retroalimentación se producirá sola".

Luis Javier Hoyos Instituto Colombiano del Petróleo

Se basó en la calidad de los combustibles.

“Quisiera resaltar algo sobre nuevas tecnologías de automotores: lo que suceda en este ámbito va a depender del precio del crudo. Si el precio del crudo es alto, se va a incentivar a las compañías a fabricar autos eléctricos e híbridos, por el contrario los bajos precios del crudo harán que se perpetúen los vehículos de combustión interna.

Debe ser una visión de la empresa cómo evolucionarían los diferentes tipos de tecnología tales como las tecnologías eléctricas, que se espera que entren al mercado en 2020.

Hay un desafío adicional del que no hemos hablado y es importante: las emisiones de gases de efecto invernadero. Hoy la Agencia Internacional de la Energía tiene tres escenarios: si seguimos consumiendo energía a la velocidad en que lo hacemos, la temperatura del planeta subiría 4°. Pero para que la temperatura no suba más de 2°, se necesita que la concentración de CO₂ en la atmósfera no supere los 450 ppm, por eso la AIE lo llama “escenario 450”.

En todos los países se necesitan órdenes de reducción de 17 y 25% de emisiones de CO₂ y eso es algo sumamente importante, porque en el escenario de nuevas políticas, las generaciones de CO₂ subirían a 60 gigatoneladas por año. Pero para controlar esos 2°, necesitamos que las emisiones de CO₂ bajen a 14 gigatoneladas.



Para poder llegar, si ese escenario se configura, la demanda de crudo no disminuirá, y no porque no haya crudo, sino por las reglamentaciones ambientales que lo impiden. En este caso, hay que dar muchos pasos para disminuir las emisiones. A las industrias, la sociedad nos lo va a pedir.

Y nos va a pedir dos cosas: una, es la que acabamos de ver aquí respecto de los automóviles, que es mejorar significativamente la calidad de los combustibles. Nuestra región no tiene las mejores calidades de combustible, pero las regulaciones en esa materia se van a seguir globalizando, por lo que forzosamente, como región, vamos a tener un producto similar al de Europa o de los Estados Unidos.

Lo segundo que nos va a pedir la sociedad es que demos que emitimos menos CO₂ por tonelada de crudo producido, y eso será fundamental para nuestra industria.

Hablemos un poco de los desafíos:

- En primer lugar: la “destrucción del fondo del barril”, sabemos que la mejor tecnología para eso es el *coking* y lo que vamos a ver es el incremento en la capacidad de *coking* a nivel mundial. Uno de los países que mayor cantidad de *coking* realiza son los Estados Unidos. En el resto del mundo, la capacidad de *coking* es bastante limitada, entonces, para un refinador que no tenga una *coker*, va a ser muy atractivo poder incrementar la capacidad de residuales en él, con todas las consecuencias que, conocemos, eso trae.
- También se está hablando del desarrollo de tecnologías emergentes para crudos pesados, esto hace referencia a la llegada del *shale gas* en los Estados Unidos, a muy bajo precio.
- La demanda de gasolina a nivel mundial estará estancada. No así la demanda de diésel, que será la que más aumente en el futuro. Las principales tendencias son el proceso y los desarrolladores de catalizadores para el hidrocrqueo.
- Otro tema es que las mayores refinerías del mundo realizan craqueo y no hidrocrqueo, hay que buscar alternativas que permitan incrementar los rendimientos de aceites livianos de ciclos en craqueo, esto será de mucho interés. Por el contrario, hay gente que opina que lo que hay que hacer en hidrocrqueo es aumentar la conversión: aumentemos la producción de GLP y usemos ese GLP y convirtámoslo en diésel.
- En diésel se ve venir un aumento en el consumo. Pero la mayoría de las máquinas de hidrocrqueo instaladas están dedicadas a producir gasolina. Por eso, se está estudiando cómo utilizarlas para producir diésel.
- La calidad del combustible es mejor, pero ya hemos visto que muchos la relacionan con la cantidad de azufre que hay en los combustibles, entonces el mejoramiento de la actividad de los catalizadores será bastante clave.
- Otro tema muy importante es que en esos escenarios agresivos en temas de regulaciones ambientales, hacia el año 2035, de cada cinco barriles que estén en el mercado, uno sería de biocombustibles.
- La otra tecnología que se está promoviendo, es el proceso Fischer-Tropsch, pero sabemos que en este

COSTA RICA 31 - VILLA MADERO
1768 - BUENOS AIRES - ARGENTINA
TEL. (5411) 4454-2010 TEL/FAX: (5411) 4652-5300
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com

VENTAS Y SERVICIOS

BASE NEUQUEN: Cel. (0299) 15 5226177
BASE COM. RIV : Cel. (0297) 15 4924509



PROILDE

Equipos para pozos de Petróleo



COMENZAMOS 2012 CON UN NUEVO LOGRO: CERTIFICACION





Rodolfo del Rosal Díaz Instituto Mexicano del Petróleo

Hizo hincapié en las capacidades de las refinerías mexicanas.

“Quiero darles un panorama sobre la estrategia que tuvo la empresa Pemex para satisfacer sus demandas de combustibles. Voy a hablar un poco de los antecedentes y de la estructura que estamos manejando, que se ha modificado en cada refinería; cuáles son los proyectos que estamos ejecutando, y algunas conclusiones. Y haré hincapié en otras problemáticas que se presentan que son importantes para considerar, sobre todo teniendo en cuenta el crudo que tenemos en México.

El primer punto es cómo hemos buscado satisfacer el mercado: tenemos actualmente seis refinerías con una capacidad acumulada de 1,7 millones de barriles de crudo, el 64% de crudo ligero y el 36%, pesado.

Pero aun con esta capacidad, solamente satisfacemos el 60% de la demanda de gasolina, esto implica que estamos importando cerca de medio millón de barriles diarios. Nuestras refinerías son de gran dimensión: la más pequeña maneja 200 mil barriles por día y la más grande, 330.

Dos de las refinerías están reconfiguradas y han cambiado ya las dietas de los crudos. Antes de esto, procesábamos 1.230.000 barriles, ahora 1.500.000. El factor de ocupación de las refinerías, en comparación con el estándar mundial, es bajo. Simplemente, llevarlos a los estándares de los Estados Unidos significaría tener una refinería nueva.

Hay cuatro temas que son cruciales y que influyen en la industria. Para empezar, tenemos crudos cada vez más pesados: en México ese caso es crítico, y la problemática de eliminar los metales es también gigantesca.

Eso me lleva a otro punto: la producción de azufre se va a convertir en un cuello de botella en la producción de las refinerías, en nuestro pasado reciente había una alta producción de combustible N°5, la calidad de nuestros crudos hacía que tuvieran un 4% de azufre y mientras no hubo regulaciones ambientales, tampoco hubo problemas, pero ahora esto ha cambiado.

Nos preocupan los cambios en la composición, en la producción de petróleo, en su estructura, las características de la demanda de productos y la necesidad de un menor impacto al Medio Ambiente. También he escuchado el problema de la reproporción de diésel y gasolina, nosotros estamos importando casi medio millón de barriles diarios de gasolina, sin embargo, somos autosuficientes en el diésel. Pero eso nos obliga a tener una estructura de refinación muy especial, México es uno de los pocos países en el mundo que sigue el ejemplo de los Estados Unidos, donde la proporción es 70/30. En Europa y otros países de América Latina es 50/50 y eso nos permite otro tipo de tecnologías durante el proceso de refinación.

Otro problema fuerte es el incremento sustancial en los costos de inversión para ampliaciones y plantas nuevas, el *boom* en la refinación en lo que fue China e India generó un crecimiento gigante del costo del acero y eso nos ha provocado un alto problema en las inversiones en la refinación.

proceso el costo de la inversión es bastante elevado y por lo tanto, su uso es muy limitado. Como ustedes saben, a medida que el contenido de azufre baja, llega un momento en el cual hasta el 97% del azufre que está en la gasolina proviene de craqueo y eso tiene dos soluciones: hidrotreatar la carga o hacerle postratamiento. Pero cuando el contenido baja a 10 ppm, hay que hacer una desulfurización muy avanzada de la nafta. En esas condiciones, siempre hay pérdida de octano, de modo que el objetivo principal, a nivel de investigación de desarrollo, es lograr que se cumpla la especificación de azufre.

- En materia de disminución de emisiones, está claro que una refinería puede controlar sus emisiones en un 5%, haciendo un buen control de toda la tecnología de combustión, incluido el tema de mejoramiento de quemadores. Pero en la medida que aumenta la reducción de emisiones, tienen que buscarse alternativas tecnológicas.

Por último, un tema importante es que viendo la posible disminución de la carga de crudo, como refinadores tenemos unos activos importantes, que podemos utilizar para la producción de biocombustibles y son temas que no debemos perder de vista, porque son claves en el largo plazo”.

Finalmente, la parte de nuestras especificaciones de combustible cada vez más estrictos, la gasolina tiene que tener menos de 30 partes por millón de azufre y, normalmente, el diésel debe tener menos de 15 partes por millón y mejores características detonantes ambientales. Para que se den una idea de nuestro problema, producimos dos tipos de gasolinas –en realidad, cuatro–: la de alto octano y la regular. Sin embargo, no estamos alcanzando la demanda a nivel nacional. La Premium la cumple, pero la Magma está por debajo de lo requerido.

Cómo estamos estructurados: de las seis refinерías, tres no tienen una planta. El resto son similares, por lo que no voy a repetir cada una.

La refinерía de Salamanca, donde producimos lubricante (es la única que lo realiza) nunca ha funcionado como lo esperábamos; la de Tula tiene mayores factores de servicios, pero tampoco funcionó como lo esperábamos. Al día de hoy, estas dos plantas han sido reconvertidas para mejorar las cargas a la FCC.

En Madero tenemos una fraccionadora especial y es la única planta que tiene esa fraccionadora. La idea era tener en todas las refinерías, pero en los 90 hubo una especie de “satanización” de las refinерías y se tuvo miedo de pedir préstamos para financiar esos proyectos.

Nuestra diferencia fuerte son las plantas *cokizadoras*, tenemos tres, de 50 mil barriles cada una. En cuanto a las modificaciones que hemos hecho, se han manejado varias modernizaciones y ampliaciones en las plantas, pero no han cambiado su capacidad.

Se han instalado 11 nuevas plantas de tratamiento de gasolina FCC, se modernizaron 16 unidades de diésel, y el total de inversión para el diésel es de 2 mil millones de dólares y para la parte de gasolina, de 2.600 millones de dólares.

Tenemos un proyecto de reducción de residuales en Salamanca y la nueva refinерía de Tula, donde pondremos un tren nuevo de 250 mil barriles por día. El resto de las configuraciones son similares a las que he venido mencionando.

Para terminar, si todas nuestras plantas llegasen a terminar en 2017, todavía tendríamos un diferencial de casi 250 mil barriles de gasolina, entonces, para poder subsanar esa brecha entre la oferta y la demanda, debe-



ríamos poner más refinерías para poder satisfacer nuestra demanda.

Con esta producción sólo estamos satisfaciendo al 57% del mercado. Si incluimos los productos y proyectos nuevos, llegaríamos al 80% del mercado”. ■

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Comercialización
- Búsqueda Laboral
- Midstream
- General
- Energía
- Downstream
- Comisión de Tecnología

www.foroiapg.org.ar

Cuencas del Salado y Punta del Este

Por **F. Raggio, R. Gerster y H. Welsink** (YPF S.A.)

El presente trabajo describe las características de estos depocentros así como su actividad exploratoria.

Este trabajo ha sido galardonado con el 1.º Premio (Compartido) del Simposio de Cuencas del VIIIº Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre de 2011).

Las cuencas del Salado y Punta del Este se desarrollan en la región costa afuera de la Argentina y el Uruguay. Ambas alcanzan una superficie de 85.000 km², de los cuales una porción se extiende en territorio continental de la provincia de Buenos Aires (Argentina). Las profundidades de agua alcanzan más de 3.500 metros en la zona más distal.

Ambos depocentros poseen una geometría elongada en sentido NO-SE, que se estrecha hacia el NO y se ensancha hacia el E. Se encuentran limitadas al Norte por el Alto del Polonio que representa el límite con la Cuenca de Pelotas y al Sur por el Alto de Tandil, límite morfoestructural con la cuenca del Colorado. Las cuencas del Salado y Punta del Este

se encuentran separadas entre sí por el alto de Martín García y el alto del Plata, y se encuentran genéticamente relacionadas comportándose como conjuntos sedimentarios subparalelos de edad y estilo estructural similar.

Dicho alto estructural las separa sólo parcialmente y conforma una misma cuenca a partir del talud (Tavella y Wright, 1996), (figura 1).

El origen de las cuencas del Salado y Punta del Este se encuentra relacionado con la ruptura del supercontinente Gondwana y la apertura del océano Atlántico en la era Mesozoica. Los sedimentos mesozoicos y cenozoicos que incluyen las fases de *rift*, *sag* y margen pasivo alcanzan un espesor máximo de aproximadamente 7.000 metros.

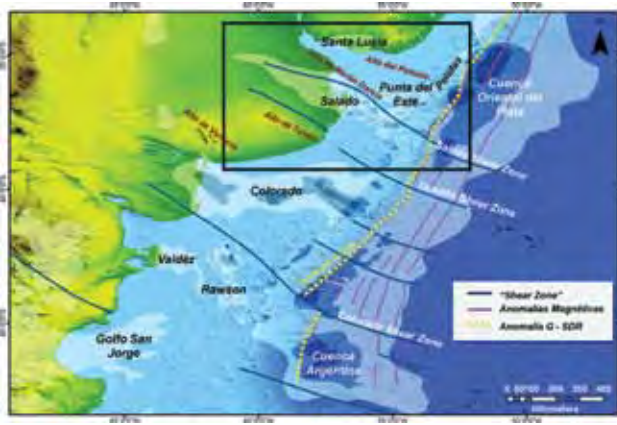


Figura 1. Mapa de ubicación de las cuencas del Salado y Punta del Este.



Figura 2. Pozos exploratorios perforados en las cuencas del Salado y Punta del Este entre 1948 y 1994.

Actividad exploratoria

Entre 1937 y 1942, YPF realizó la registración de la primera sísmica de refracción en el continente que permitió determinar la presencia de un espeso depocentro sedimentario. Como consecuencia, se perforó el primer pozo exploratorio en 1948, General Belgrano x-1. En total, en la Cuenca del Salado se perforaron 10 pozos exploratorios, 6 en el *onshore* y 4 en el *offshore*, mientras que en la Cuenca de Punta del Este sólo se

perforaron 2 pozos (Tavella y Wright, 1996), (figura 2).

Los primeros pozos *offshore* fueron perforados en 1969: Samborombón B-1, Samborombón A1-A y Samar D-1. Los dos primeros alcanzaron el basamento cristalino a profundidades de 1.839 metros y 1.731 metros respectivamente. Samar D-1 llegó a una profundidad de 3.245 metros, lo que permitió investigar sedimentos del Cretácico Medio. Este sondeo encontró dos manifestaciones de petróleo residual en areniscas tanto de edad

paleocena como del Cretácico Tardío.

En el continente se perforaron seis pozos más: Pipinas-1 (1968), Las Chilcas-1 (1969), Los Cardos-1 (1970), Valeria F-2 (1971) y General Paz-1 (1974), todos resultaron estériles. El sondeo General Paz obtuvo trazas de metano en el Cretácico y Terciario, con fluorescencia leve.

Los resultados de los pozos exploratorios se resumen en la figura 3.

En la década de 1970, se perforaron los pozos en aguas uruguayas de la vecina Cuenca de Punta del Este,

Pozo	Ubicación	Año	Compañía	Nivel del mar (m)	TD (m)	Fondo de pozo	Observaciones
General Belgrano 1	Onshore Argentina	1948	YPF	+15	4012	Cretácico inferior - sag	Primer pozo de la cuenca en testear acumulación de Hc en una trampa estructural (reservorio cretácico).
Pipinas 1	Onshore Argentina	1968	KERR	+2	1612	Basamento critalino	---
Samar 1	Offshore Argentina	1969	SUN OIL	-75	3245	Cretácico Inferior - sag	Petróleo residual en sedimentos terciarios (1.880-1.884 m) y en areniscas cretácicas (3.120-3.134 m).
Samborombón A - 1A	Offshore Argentina	1969	UNOCAL	-5	1731	Basamento critalino	---
Samborombón B1	Offshore Argentina	1969	UNOCAL	-24	1839	Basamento Cuarácitico	Trazas de Hc residual en areniscas terciarias (Paleoceno).
Las Chilcas 1	Onshore Argentina	1969	SIGNAL	+5,5	4081	Cretácico Inferior - sag	No se realizaron ensayos.
Los Cardos 1	Onshore Argentina	1970	SIGNAL	+3,3	2959	Cretácico Inferior - sag	---
Valeria del Mar 1	Onshore Argentina	1971	SUN OIL	+17	3914	Cretácico Inferior - sag	---
General Paz 1	Onshore Argentina	1974	YPF	+21	3464	Cretácico Inferior - sag	Rastros de metano con leve fluorescencia en arenas cretácicas y terciarias. Trazas de petróleo residual (666-669 m) de areniscas oligocenas-eocenas.
Lobo 1	Offshore Uruguay	1976	CHEVRON	-30	2714	Basaltos meteorizados y tufitas	Indicación de hidrocarburos en inclusiones fluidas (Cretácico Inferior). Llegó a atravesar 770 m de sedimentos del <i>synrift</i> del Cretácico Inferior (conglomerados arenas y volcániclasticos).
Gaviotín 1	Offshore Uruguay	1976	CHEVRON	-70	3632	Meta Sedimentarias	Indicación de hidrocarburos en inclusiones fluidas (Cretácico Inferior). Llegó a atravesar 1.000 m de sedimentos del <i>synrift</i> del Cretácico Inferior (conglomerados arenas y volcániclasticos).
Dorado 1	Offshore Argentina	1994	AMOCO	-23,5	3139	Basamento critalino	---

Figura 3. Tabla con resumen de los pozos exploratorios de las cuencas del Salado y Punta del Este.

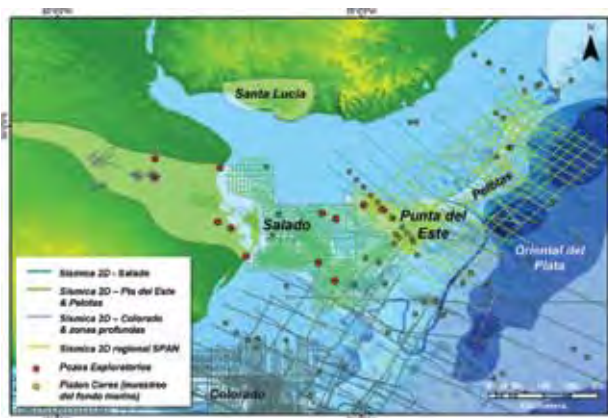


Figura 4. Líneas sísmicas de reflexión registradas en las cuencas del Salado y Punta del Este. No se incluyen la totalidad de líneas sísmicas en aguas uruguayas.

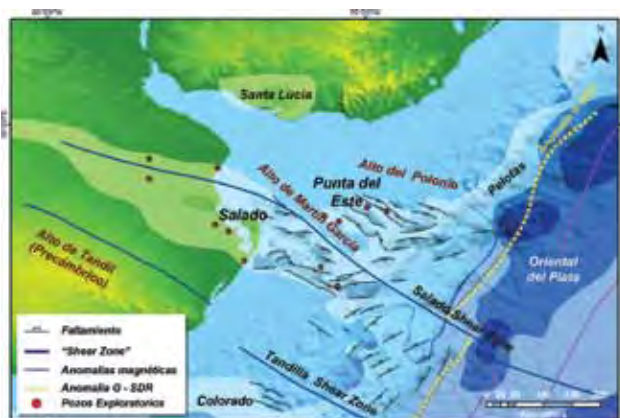


Figura 5. Mapa con los lineamientos regionales principales.

Lobo-1 y Gaviotín-1, ambos por la compañía Chevron. Estos sondeos encontraron evidencias de hidrocarburos en inclusiones fluidas en los niveles clásticos del *synrift* de edad cretácica.

Entre 1992 y 1994, se registraron 2.000 km de sismica en la cuenca del Salado, y se perforó el sondeo Dorado x-1, que atravesó 3.139 metros de columna, hasta alcanzar el Cretácico Medio y parte del basamento. El resultado fue estéril.

Como ya se mencionó, la exploración sísmica en la cuenca comenzó con 40 km de sismica de refracción llevada a cabo por YPF.

- Durante la década de 1970, se registraron 15.000 km de líneas sísmicas 2D en la región *offshore* de la cuenca, donde las compañías intervinientes fueron: Shell, Kerr-McGee, Unocal, Sun e YPF.
- Amoco registró, entre 1991 y 1992, 2.000 km.
- En 1993 y 1994, YPF registró 5.000 km y otros 2.000 km en 1995 (figura 4).
- En 1987 y 1998, BGR registró líneas sísmicas regionales a lo largo del margen continental.
- En 2007 y 2008 se registraron líneas 2D de muy buena calidad en la Cuenca de Punta del Este. En 2008, la compañía GXT adquirió 10.500 km de líneas 2D (Span) a lo largo de todo el margen Atlántico Argentino. Se trata de una sismica regional de carácter multicliente.

En la década de 1960 se realizó una importante campaña de muestreo del fondo marino en todo el margen del Atlántico, como parte

de un programa científico internacional (campaña VEMA). En la zona de estudio se extrajo un número significativo de testigos (*piston cores*) a diferentes profundidades de agua con información básica como ser litología, dataciones, etc. (figura 4).

Marco morfoestructural

La Cuenca del Salado presenta una forma estrecha, simétrica en planta que alcanza hasta 7.000 metros de relleno de sedimentos continentales en el *synrift*, parte del *sag* basal y depósitos marinos en su sección superior. No se identifica fallamiento transversal NE-SO (*offsets*) de la cuenca que genere su segmentación, como ocurre en la vecina Cuenca del Colorado, posiblemente debido a la zona de cizalla del Salado (*shear zone*) que se

manifiesta en la zona del borde oriental de la cuenca, donde en algunos sectores se observa que el margen es más abrupto que el sur (figura 5).

La porción más externa de la cuenca se genera en el Cretácico a partir de la ruptura del supercontinente Gondwana en sentido E-O siendo el eje del depocentro paralelo al margen continental, con orientación NNE-SSO. En el sector oriental se identifica la anomalía G, donde se encuentra la zona de transición entre la corteza continental y la corteza oceánica, representada sísmicamente por los SDR (*Seaward Dipping Reflectors*), (figura 5).

En las líneas sísmicas transversales a la cuenca que se muestran en las figuras 6 y 7, se indican las características generales de la porción de la cuenca asociada a los efectos de extensión N-S. La figura 8 muestra una

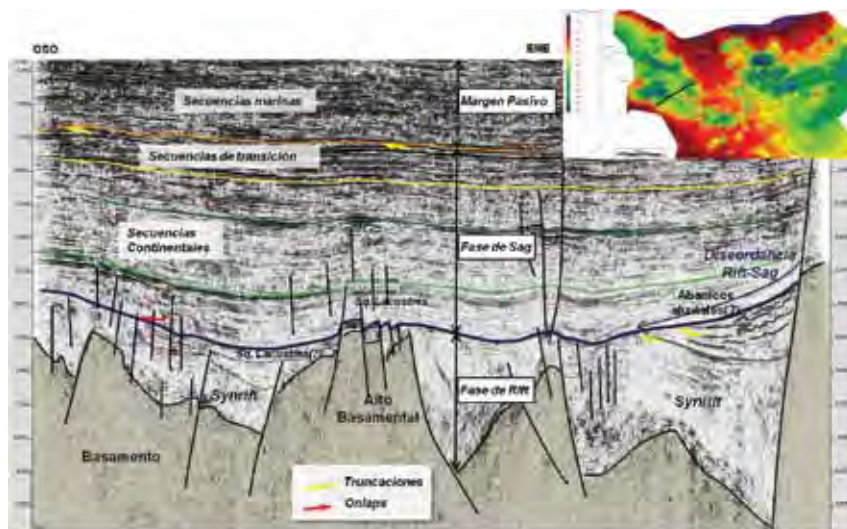


Figura 6. Línea sísmica 2D de orientación OSO-ENE, atravesando la Cuenca del Salado. Se observa un dorso central que separa dos depocentros elongados NO-SE en las zonas de *rift* y *sag*.

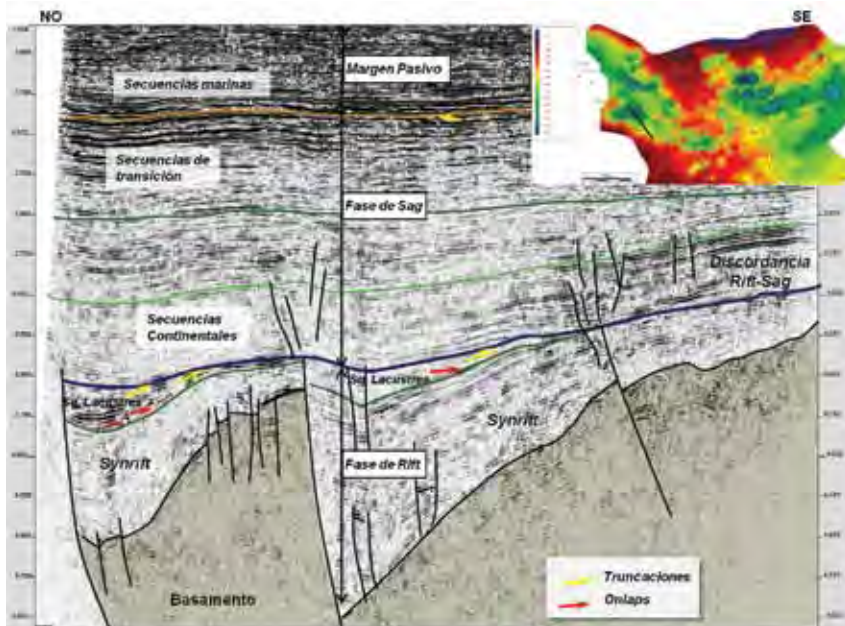


Figura 7. Línea sísmica 2D de orientación NO-SE, atravesando la Cuenca del Salado en su cubeta occidental. Se observa en esta sección dos potentes hemigrábenes, con facies sísmicas basales asociadas a depósitos gruesos y en la parte superior, facies sísmicas que podrían estar asociadas a rellenos del tipo lacustre en los episodios finales del *rift* y el *sag* basal.

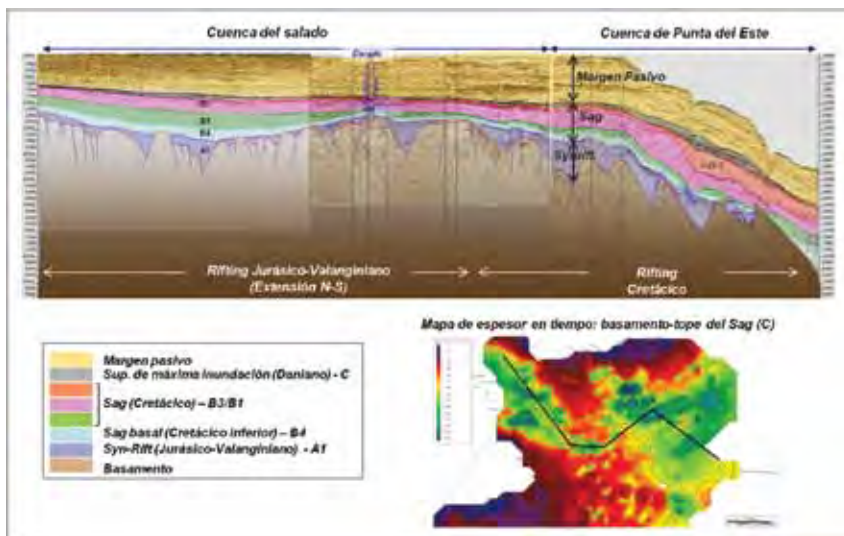


Figura 8. Corte arbitrario entre las cuencas del Salado y Punta del Este con la relación estratigráfica de las principales secuencias (*synrift*, *sag* y margen pasivo). La sección interna de la Cuenca del Salado asociada al *rifting* jurásico-valanginiense y la porción media y distal de la Cuenca de Punta del Este relacionada al *rifting* cretácico.

composición de líneas sísmicas entre la Cuenca del Salado y la Cuenca de Punta del Este, para ilustrar, en la porción más distal (Punta del Este), la extensión E-O asociada al *rifting* de apertura atlántica.

Marco geológico regional

La litósfera continental del extremo sudoeste del Gondwana, que comprende la porción meridional

de Sudamérica y el sur africano, fue ensamblada mayormente antes de los finales del Neoproterozoico. Las heterogeneidades del basamento que controlan el desarrollo de las cuencas sedimentarias de la región suroccidental Gondwánica fueron impuestas por un tectonismo proterozoico tardío y cámbrico temprano. Este tipo de actividad fue la responsable de la reactivación de antiguas zonas de suturas (Tankard et ál., 1995).

Las cuencas extensionales del

tipo intracontinental se formaron como depocentros aislados, que probablemente se encuentran vinculados tectónicamente por pequeños desplazamientos de fallas y zonas de acomodación de rumbo NE. Los depocentros se desarrollaron como segmentos de *rift* independientes, mientras que las zonas de acomodación se encontraban interconectadas. Durante el Jurásico Medio-Cretácico, los lineamientos de orientación noroeste son reactivados extensionalmente (figura 9). La subsidencia extensiva de la Cuenca del Salado toma ventaja de estos lineamientos preexistentes de edad Paleozoica (Tankard et ál., 1995).

En las últimas décadas, diferentes autores desarrollaron distintos conceptos acerca de la génesis y arquitectura de las cuencas atlánticas en la Argentina y el Uruguay, que han sido discutidos en publicaciones como las de Uliana, et ál. (1989), Stoakes et ál. (1991), Ramos (1996) entre otros. Uliana et ál. (1989) destacan que la extensión mesozoica ocurrió en la Argentina casi constantemente desde el Triásico (230 Ma?) hasta finales del Cretácico (70 Ma?).

Estos episodios extensivos llevaron a la generación de la mayoría de las cuencas sedimentarias argentinas, y eventualmente a la creación de corteza oceánica en el Atlántico Sur en el Cretácico Temprano. Destacan que desde los 120 Ma hasta finales del Cretácico, Sudamérica se encontraba en un proceso de *drifting* de Sudáfrica, deformación del tipo extensiva que fue ampliamente confinada en forma paralela al margen atlántico y estaba relacionada a los procesos de subducción en la región Andina. Destacan que antes de la apertura atlántica, existió un fuerte fallamiento extensivo que se desarrolló hacia el interior del Gondwana y generó hacia el Jurásico Tardío un sistema de *rifts* angostos, que fueron abortados.

A su vez Stoakes et ál. (1991) califican a las cuencas atlánticas como del tipo aulacogénicas, destacando la presencia de fallamiento extensional a lo largo de antiguas zonas de debilidad que fueron rejuvenecidas durante el Mesozoico Tardío a partir de la apertura atlántica. Dichas zonas de debilidad fueron el foco de puntos triples a lo largo del cual se concentró el proceso inicial del *rifting*. Según

Estratigrafía y evolución tectónica

De los datos bioestratigráficos obtenidos de los sondeos exploratorios de las cuencas Salado-Punta del Este ninguno obtuvo resultados más antiguos que el Campaniano identi-

ficado en el sondeo Samborombón B (Gema, 2009) ya que las muestras más profundas son estériles. En contraste, Amoco reporta edades Albiano-Aptiano para los sedimentos más antiguos del pozo Dorado x-1. Las edades anteriores al Campaniano han sido inferidas por identificación lito-

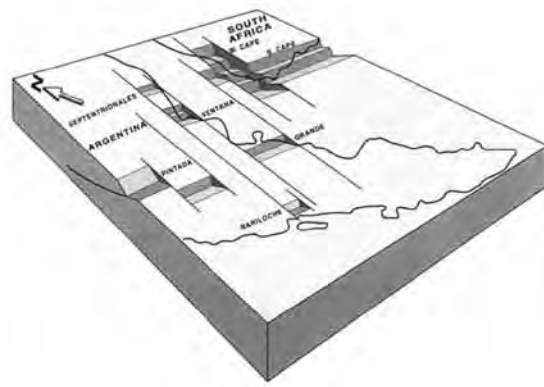


Figura 9. **Block diagrama** esquemático donde se muestra el desarrollo de las cuencas del Paleozoico Temprano, donde segmentos de *rift* aislados están intercomunicados por zonas de acomodación de rumbo NE (Tankard et ál., 1995).

los autores, a medida que la extensión E-O se hizo dominante, el eje NO-SE se tornó inactivo y se abortó.

Ramos (1996) distingue el sector norte de la plataforma continental argentina, donde se localiza la Cuenca del Salado, como un margen pasivo caracterizado por el predominio de estructuras paralelas a las zonas de suturas proterozoicas de orientación general NO-SE. Tanto el alto de Martín García como las estructuras que se observan en las cuencas del Colorado, Salado y Punta del Este tienen un rumbo paralelo a la deformación basamental observada en el Cratón del Plata.

Destaca también la presencia de una anomalía de Bouguer residual en el eje de la cuenca, que estaría interpretada como asociada a atenuamiento cortical y emplazamiento de máficos característicos de cuencas aulacogénicas.

En el presente trabajo se analiza la cuenca del Salado como originada a partir de dos fases extensivas principales: la primera ocurrida a partir del Jurásico Medio hasta el Cretácico Temprano (Valanginiano) donde la deformación del tipo intracontinental sigue un tren estructural preexistente de orientación NO. La segunda fase extensiva asociada a la apertura atlántica comienza a los 137.6 Ma (Valanginiano) y la extensión se torna predominantemente E-O, influyendo a su vez en la reactivación de la fase pre-existente a partir de la zona de cizalla del Salado (*Salado Shear Zone*) (figuras 5 a 8).

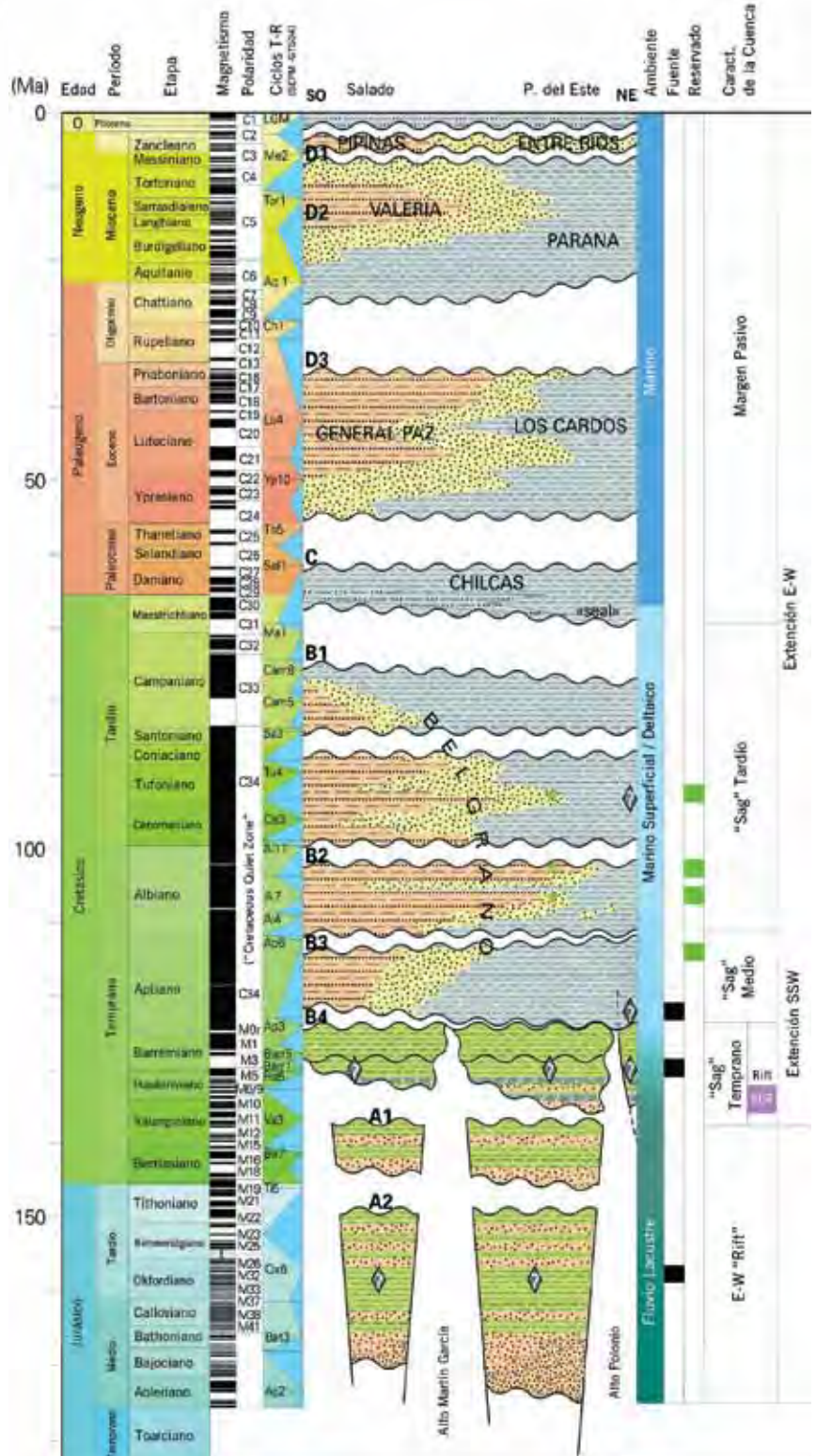


Figura 10. Cuadro cronoestratigráfico y evolución tectónica de la cuenca (Welsink, 2010).

lógica (capas rojas, conglomerados y pelitas con intercalaciones basálticas) y a partir de la correlación sísmica con la Cuenca del Colorado.

Las principales secuencias estratigráficas y *markers* sísmicos han sido definidos inicialmente por Stoakes, et ál. (1991), y luego adaptados por Tavella y Wright en 1996. Las subdivisiones realizadas por YPF en forma interna son informales, y todos los eventos que se encuentran por debajo de la subdivisión B1 son estimativos, aunque se encuentran en concordancia con las correlaciones de la Cuenca del Colorado. Debido a la falta de edades bioestratigráficas e indicadores paleoambientales, en la Cuenca del Salado no se ha realizado una integración detallada entre facies sedimentarias y sismo-estratigrafía.

Las discordancias principales identificadas sísmicamente, con datos bioestratigráficos y anomalías magnéticas oceánicas, se detallan a continuación (figura 10), (Welsink, 2010):

- Tithoniano (A2): 149 Ma - 145 Ma, correlacionado con la Cuenca del Colorado.
- Valanginiano Medio-Hauteriviano Tardío (A1): 137,6 Ma - 130,8 Ma, base del *sag*, final de la extensión SSO. Correlaciona con la anomalía magnética G (Figura 5).
- Aptiano Temprano (B4): 124 Ma, final del fallamiento del *breakup*, acelerando la apertura Atlántica entre Walvis Ridge y la zona de fractura de Agulhas.
- Aptiano Tardío (B3): 112 Ma (límite de secuencia AP6), base de la plataforma marina.
- Albiano Tardío (B2): 100 Ma, como en la Cuenca del Colorado (Beicip, 2001), expandida con hiatus, podría indicar una secuencia condensada.
- Coniaciano-Santoniano: 85 Ma, correlacionada con la Cuenca del Colorado (Beicip, 2001), expandida con hiatus, podría indicar una secuencia condensada.
- Campaniano Tardío-Maastrichtian Temprano (B1): 75 Ma-67 Ma, basado en bioestratigrafía y sísmica.
- Paleoceno-Eoceno (C): 61 Ma-40 Ma, basado en bioestratigrafía y sísmica.
- Oligoceno (D3): 32 Ma-21 Ma, basado en bioestratigrafía y sísmica.
- Mioceno (D1): 6 Ma-5 Ma, basado en bioestratigrafía.

Las cuencas del Salado y de Punta del Este resultan muy similares a la Cuenca del Colorado, ubicada al sur del Alto de Tandil (figuras 5 a 8). La orientación de todas estas cuencas es perpendicular a la costa y en su gran mayoría comparten una misma historia tectónica. A diferencia de la Cuenca del Colorado, la Cuenca del Salado no muestra significativos desplazamientos transversales (*offsets*), posiblemente como resultado de la preponderancia de la zona de cizalla del Salado.

El basamento cristalino del área de estudio está representado por metamorfitas y cuarcitas de edad precámbrica, y fue alcanzado por los pozos Samborombón A y B y por Dorado x-1. Este aflora en el Alto de Tandil e isla Martín García en la Argentina y en el cratón de Rivera, escudo Brasilerero en el Uruguay (Stoakes et ál., 1991). En algunas zonas sobreyace en forma discordante el *prerift* de posible edad paleozoica, el cual fue atravesado únicamente por el pozo Gavioitín x-1 (Stoakes et ál., 1991; Tavella y Wright, 1996).

El relleno sedimentario se encuentra dividido en tres episodios principales que pueden correlacionarse con los cambios tectónicos más importantes en el Atlántico Sur (figura 10), (Welsink, 2010) y que responden a las siguientes fases tectónicas (figura 12):

- Extensión SSO- NNE del Jurásico

co Medio-Cretácico Temprano (Valanginiano).

Secuencias de rift: al igual que la Cuenca del Colorado, los sedimentos más antiguos del *rift* se infiere que son por lo menos del Jurásico Tardío, aunque consideraciones regionales sugieren que el *rifting* podría haber comenzado hace unos 175 Ma.

El *rifting* del Gondwana se acomoda en una zona extensiva de dirección SSO-NNE hasta los 137 Ma. Como resultado, las cuencas se abrieron por la reactivación de zonas de *shear* en el basamento, de orientación NO-SE. El relleno del *rift* consiste en clásticos continentales y pelitas lacustres.

La sedimentación en los hemigrábenes correspondientes a la fase de *rift* (A2) de edad jurásica está constituida por una espesa sucesión de conglomerados, conglomerados arenosos rojizos, areniscas rojas y fangolitas de origen continentales. Estos depósitos se interpretan como sistemas aluvio-fluviales. Los eventos superiores del *rift* (A1), de la edad Cretácica Inferior se caracterizan por areniscas gruesas a finas con pelitas intercaladas. Esta tectosecuencia se interpreta como depósitos aluvio-fluviales y niveles lacustres (Ucha et ál., 2004).

- La apertura E-O del Gondwana (*breakup*) del Cretácico.

Post rift sag: el comienzo de la fase de *post rift* está caracterizado

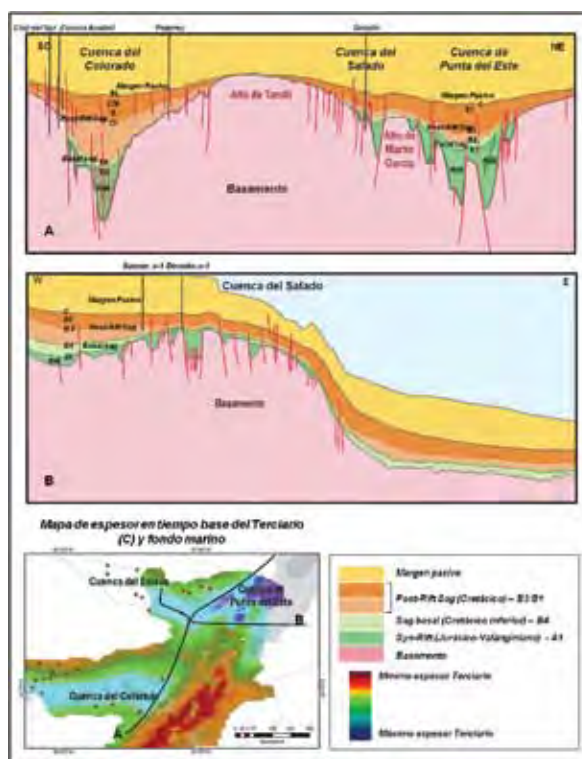


Figura 11. (A) Corte regional NE-SO paralelo al eje de la apertura atlántica, donde se resaltan los depocentros correspondientes a las cuencas de Salado, Colorado y Punta del Este. (B) Corte regional E-O, a lo largo del eje principal de la Cuenca del Salado.

en el presente trabajo por una zona de transición entre la fase de *rift* y la fase de *sag* que se ha denominado como *sag* basal. Este episodio forma parte del preludio de la apertura del Atlántico Sur, comenzando en la zona de fractura de Agulhas alrededor de los 137 Ma. La extensión cambia en sentido E-O y se propaga hacia el Norte como lo expresan los *chrons* magnéticos.

Este tipo de *rifting* atlántico coincide con el *sag* basal de la Cuenca del Salado y se caracteriza por presentar un vulcanismo bien expandido que genera una zona de SDR (*Seaward Dipping Reflectors*) de 50-100 km de ancho, y a su vez el comienzo de condiciones marinas que favorecen un tipo de roca madre mixta. El fallamiento paralelo al margen se sobrepone a estructuras previas. El remanente de la secuencia se caracteriza por una plataforma submarina con tres pulsos principales de progradaciones clásticas, separadas por discordancias o secuencias condensadas.

La fase de *sag* basal (B4) del Cretácico Inferior se apoya sobre las secuencias previas en forma discordante. El relleno se caracteriza por areniscas gruesas a finas con intercalaciones pelíticas y depósitos piroclásticos asociados al comienzo de la apertura atlántica. El ambiente depositacional se interpreta en general como aluvio-fluvial asociados a niveles de base lacustre. La fase de post *rift* o *sag* basal (Secuencias B – F. General Belgrano), (Tavella y Wright, 1996) se desarrolla desde el Aptiano

al Campaniano y en posiciones distales de las cuencas comienzan a depositarse las primeras secuencias de origen marino, producto de las transgresiones marinas correspondientes a los primeros estadios de la apertura atlántica. Estas secuencias se entrecruzan con las facies proximales continentales caracterizadas por areniscas rojas macizas y limolitas, de origen fluvio y fluvio-deltaico.

- La subsidencia del margen pasivo durante el Terciario.

Margen pasivo: comienza con la transgresión principal a finales del Cretácico. En contraste con la Cuenca del Colorado donde la mayor parte del Eoceno se encuentra ausente, en la Cuenca del Salado se caracteriza por una plataforma progradante (General Paz) dominada por clásticos continentales y marinos someros. Esta diferencia en la subsidencia que ocurre en el Eoceno puede ser atribuida a la actividad tectónica a lo largo de la zona de cizalla del Salado (*Salado Shear Zone*).

Hacia finales del Maastrichtiano hasta el Daniano (dataciones obtenidas en los sondeos Lobo 1 y Gavio-tín-1 en el *offshore* de Uruguay, Gema, 2009), se desarrolla el primer período en que las cuencas del Salado y Punta del Este funcionan como una unidad (Tavella y Wright, 1996) y representan el comienzo de la fase de margen pasivo. Este evento representa una transgresión marina regional (formación Las Chilcas). Los depósitos distales se caracterizan por el predominio de lutitas y limolitas con finas intercalacio-

nes de areniscas finas, mientras que en el sector más próximo existe una gradación hacia areniscas con buenas condiciones de reservorio.

El tope de la secuencia culmina en el Daniano con el depósito de un paquete arcilloso asociado a una superficie de máxima inundación. La etapa de margen pasivo continúa con numerosos ciclos regresivos-transgresivos influenciados por las variaciones eustáticas del nivel del mar (Tavella y Wright, 1996). Las secuencias regresivas generan depósitos fluvio-deltaicos próximos caracterizados por intercalaciones de areniscas y limolitas. El ambiente de plataforma distal está caracterizado por la presencia de depósitos de lutitas que gradan a areniscas deltaicas hacia el tope de la unidad.

Las figuras 11 y 12 ilustran los diferentes eventos tectónicos regionales y las respuestas estratigráficas en las cuencas atlánticas de Buenos Aires y Punta del Este.

Potencial exploratorio

En la figura 13 se resume el modelo geológico regional, a partir del mapa de facies tanto del Aptiano (B3), como del Campaniano (B1). En la línea *dip*, localizada en la Cuenca de Punta del Este, se destacan las principales fases tectónicas (*rift*, *sag* y margen pasivo), donde se analizaron los principales *play concepts* que podrían representar futuros objetivos exploratorios. Para analizar los *plays* identificados en dichas cuencas, se analizó a su vez el margen análogo en las cuencas *offshore* de Sudáfrica. La Cuenca de Orange (en Namibia, Sudáfrica) correlaciona claramente con las que se encuentran en el margen occidental del Atlántico.

El *offshore* de Namibia es un área subexplorada con sólo siete pozos exploratorios perforados. Chevron descubre en 1974 el campo gasífero de Kudu. Este campo tiene reservas de gas de alrededor de los 1,4 tcf. Los estudios más recientes indican la existencia de dos rocas madres *oil-prone*, depositadas durante el Aptiano Temprano cuando condiciones del tipo marino restringido prevalecían en esta zona atlántica. La segunda roca madre potencial se acumuló durante el Cenomaniano-Turoniano, coincidente con el

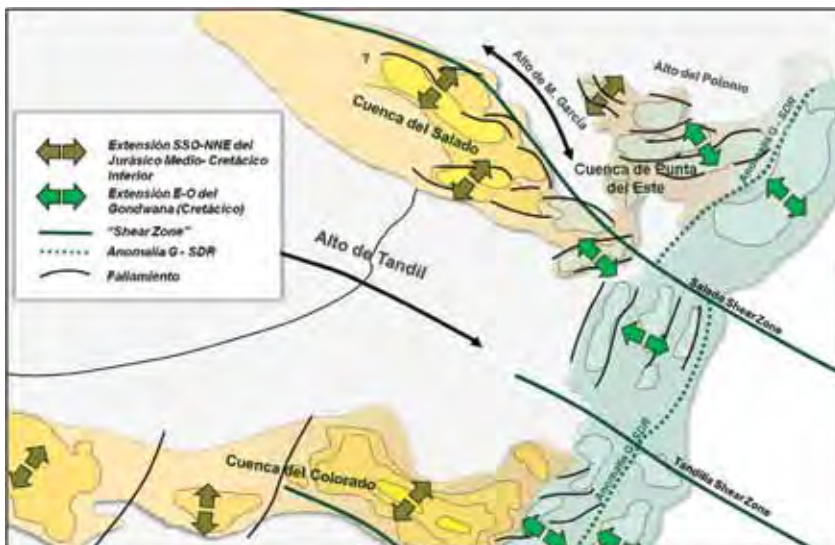


Figura 12. Mapa con los principales depocentros de las cuencas del Salado y Punta del Este, indicando los dos dominios extensivos principales: asociadas al *rifting* jurásico (SSO-NNE) y a la apertura atlántica (E-O).



TENEMOS BUENA ENERGIA

**CUANDO LA ENERGIA ESTA CERCA,
AVANZAR ES MAS FACIL.**



Logramos estar presentes en el país con más de 300 estaciones de servicio y agros identificadas con nuestra imagen, mejoramos los procesos de seguridad y difundimos nuestros valores corporativos para convertirnos en una de las principales refinadoras y distribuidoras de combustibles.

LA MEJOR ENERGÍA ES LA QUE NOS HACE SEGUIR CRECIENDO.

www.oilcombustibles.com

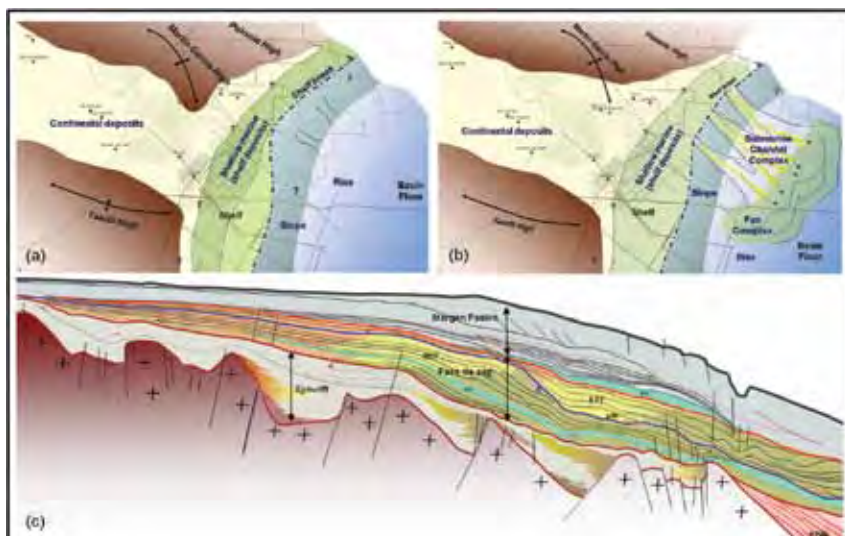


Figura 13. (a) Mapa de facies de la secuencia B3 (Aptiano); (b) Mapa de facies de la secuencia B1 (Campaniano); (c) Corte transversal al margen en la Cuenca de Punta del Este (NO-SE), donde se diferencian las tres fases tectónicas principales: *rift*, *sag* y margen pasivo.

evento regional anóxico marino, que se produjo durante el Cretácico Medio. Los reservorios están asociados a depósitos de *synrift* del tipo continental, localizados por debajo de la discordancia *rift-sag*, así como también depósitos de edad cretácica y terciaria en la sección del *sag* (del tipo marino).

En la región costa afuera de las cuencas del Salado y Punta del Este, los *plays* de frontera identificados pueden separarse en dos grandes grupos: aquellos asociados a los depósitos del *synrift* como ser sistemas de abanicos y lóbulos que podrían depositarse en cuerpos lacustres. Otras zonas de interés son las que se ubican en el talud y pie de talud, donde los principales depósitos corresponden a secuencias turbidíticas de ambiente marino profundo. ■

Agradecimiento

Los autores agradecen a las autoridades de YPF por permitir la publicación del presente informe, y a Daniel Figueroa, René Manceda y Néstor Bolatti por sus valiosos comentarios.

Bibliografía

- Beicip, 2001. *Petroleum system analysis of the Colorado basin offshore Argentina*. Informe técnico para YPF S.A.
- Burke, K., 1976. "Development of graben associated with

the initial ruptures of the Atlantic Ocean", en M. H. P. Bott (ed.), *Sedimentary Basins of Continental Margins and Cratons*. *Tectonophysics*, 36: 93-112.

- De Santa Ana, H. y N. Ucha, 1994. *Exploration Perspectives and hydrocarbon potential of the Uruguayan Sedimentary Basins*. ANCAP.
- Gema, 2009. *Informe Bioestratigráfico del pozo: Sb.IIB. x-1 (Samborombón B)*. Cuenca del Salado. Informe Interno YPF.
- Gema, 2009. *Informe Bioestratigráfico del pozo: Lobo- 1*. Cuenca de Punta del Este. Informe Interno YPF.
- Gema, 2009. *Informe Bioestratigráfico del pozo: Gaviotín-1*. Cuenca de Punta del Este. Informe Interno YPF.
- Ramos, V. A., 1996. *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina* V. A. Ramos y M. A. Turic (Eds.). XIII.° Congreso Geológico Argentino y III.° Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Relatorio 21: 385-404.
- Stoakes, F., C. Campbell y N. Ucha, 1991. "Seismic stratigraphic analysis of the Punta del Este Basin, Offshore Uruguay, South America". *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 75, No. 2, p: 219-240.

Tankard, J. A., M. A. Uliana, H. J. Welsink, V. A. Ramos, M. Turic, A. B. França, E. J. Milani, B. B. de Brito Neves, N. Eyles, J. Skarmeta, y H. Santa Ana, et ál., 1995.

Structural and Tectonic controls of basin evolution. In southwestern Gondwana, in Tankard, Suárez and Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p- 5-52.

Tavella, G y C. Wright, 1996. "Cuenca del Salado". XIII.° Congreso Geológico Argentino y III.° Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Buenos Aires, 1996). *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. V. A. Ramos y M.A. Turic (Eds.), Velatorio 6: 95-116.

Ucha, N., H. de Santa Ana y G. Veroslavsky, 2004. "La Cuenca de Punta del Este: geología y potencial hidrocarburoso". En Veroslavsky, Ubilla y Martínez (Eds.) *Cuencas Sedimentarias de Uruguay – Mesozoico*, DIRAC, capítulo 8, pp. 173-192. Montevideo.

Uliana M. A., K. T. Biddle y J. Cerdan, 1989. *Mesozoic Extension and the Formation of Argentine Sedimentary Basins*, AAPG Memoir 46, cáp. 39, p. 599-614.

Urien, C. M., L.R. Martins y J. J. Zambrano, 1976. "The geology and tectonic framework of Southern Brazil, Uruguay and North Argentina continental margin: Their behavior during the Southern Atlantic opening". *En Continental Margins of the Atlantic type, Anais da Academia Brasileira de Ciencias* 48: 365-376, Sao Paulo.

Welsink, 2010. *Regional tectono-stratigraphic Framework, Offshore Argentina*. Informe Interno YPF.

Yrigoyen, M. R., 1999. *Los depósitos cretácicos y terciarios de las cuencas del Salado y del Colorado*. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Geología Argentina, Ed. Caminos, R., Anales 29 (2): 645-64.

17TH INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG 17)

16-19 APRIL 2013 ★ HOUSTON, TEXAS ★ USA



HAVE YOU REGISTERED YET?

THOUSANDS OF KEY DECISION MAKERS WILL BE IN HOUSTON NEXT APRIL.
BE THERE. MAXIMIZE YOUR BUSINESS OPPORTUNITIES.

VISIT OUR WEBSITE
www.LNG17.org

Access essential industry
knowledge and hear from
leading experts

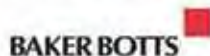
Join over 5,000 global professionals and
thousands of trade visitors at the world's
largest LNG conference & exhibition

Connect and network with
all the key global industry
players under one roof

PRINCIPAL
SPONSOR



Thought Leadership Law Firm



DIAMOND SPONSORS



PLATINUM SPONSORS



GOLD SPONSORS



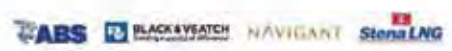
SILVER SPONSORS



BRONZE SPONSORS



ASSOCIATE SPONSORS



INTERNATIONAL
ORGANIZERS:



HOST ASSOCIATION:



American Gas Association



Eficiencia energética: ¿un camino sustentable hacia el autoabastecimiento?

Por *Salvador Gil* y *Roberto Prieto*

Siguiendo el lema de que “la eficiencia energética es una fuente de energía de bajo costo que no contamina”, este trabajo plantea que con un efectivo uso racional y eficiente del gas se podrían lograr ahorros comparables a los que puede producir un gran yacimiento; y que sólo en el sector residencial, comercial y oficial, el ahorro de energía posible podría ser comparable al que actualmente se importa al país.

En la actualidad hay una tendencia cierta a reducir la problemática energética a una simple cuestión de oferta. Es decir, buscar las fuentes que podrían satisfacer la demanda proyectada. Este tipo de análisis es incompleto y, muchas veces, conduce a la adopción de alternativas que no son ambientalmente sustentables, ni convenientes desde el punto de vista económico.

La búsqueda de recursos energéticos supone grandes inversiones, no siempre disponibles, y una inequívoca falta de certeza en los resultados. Si

la búsqueda es exitosa, se requiere de desembolsos adicionales para transportar y distribuir el gas o combustible. Por otra parte, las consecuencias del calentamiento global, producido en gran medida por el uso intensivo de combustibles fósiles, no pueden soslayarse.

En este punto, un análisis crítico de cómo se usa la energía y la búsqueda de formas para hacer más eficiente el uso de los recursos son fundamentales para encontrar una ecuación energética sustentable.

Si se analiza cómo varía el consumo de energía per cápita para distintos países, se observa que aquellos de mayor desarrollo económico tienen un mayor consumo energético. Sin embargo, esta relación dista de ser lineal. Las Naciones Unidas elaboraron un índice para evaluar la calidad de vida en diversos países, que denominan IDH (Índice de Desarrollo Humano), el cual tiene en cuenta la esperanza de vida (longevidad), nivel de educación de la población (índices de alfabetización) y valor del ingreso a paridad constante por habitante.

El IDH es habitualmente usado para comparar la calidad de vida en las distintas regiones del mundo. Si se grafica el IDH en función del consumo anual de energía per cápita para distintos países, se obtiene la figura 1. Un consumo mayor a este valor no genera una mejora significativa en la calidad de vida. De todas formas, esta no es una regla de validez universal, ya que cada país tiene características singulares; lo que sí parece ser cierto es que no siempre un mayor consu-

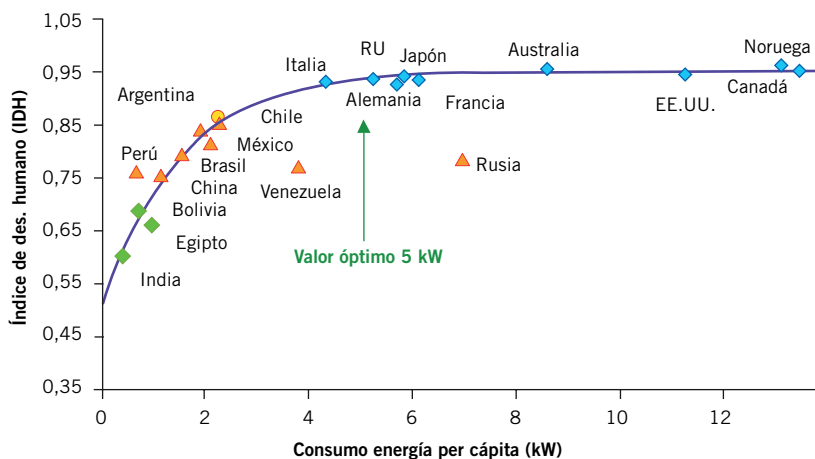


Figura 1. Índice de Desarrollo Humano en función del consumo de energía per cápita para distintos países del mundo. La línea continua azul es una modelización de esta dependencia. Basado en datos de las Naciones Unidas [1] y la EIA- DOE [2]. La energía consumida se expresa en kW equivalente a 8.760 kWh/año.

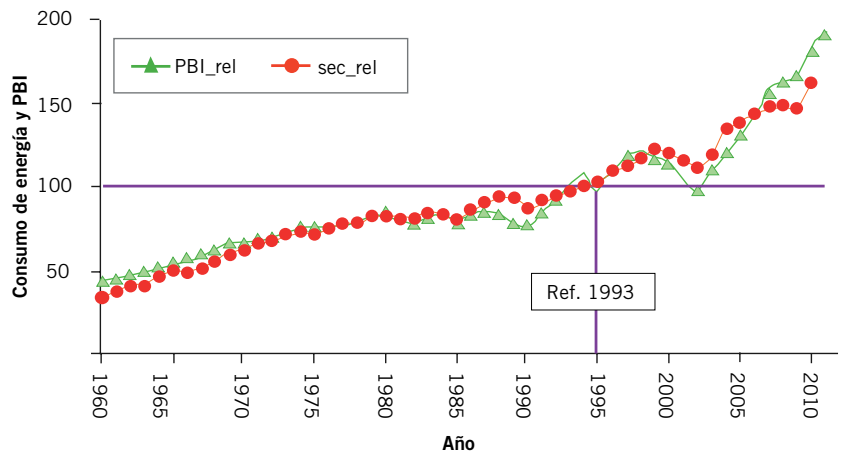


Figura 2. Variación del consumo total de energía secundaria y PBI a valores de 1993 de la Argentina en unidades relativas. Los valores de consumo de energía y PBI se dividen por los correspondientes valores de 1993 y el resultado se multiplica por 100, es decir, los valores se normalizan a 100 para 1993. En la Argentina, el crecimiento del consumo "copia" las variaciones de PBI, pero crece más rápidamente que este [3].

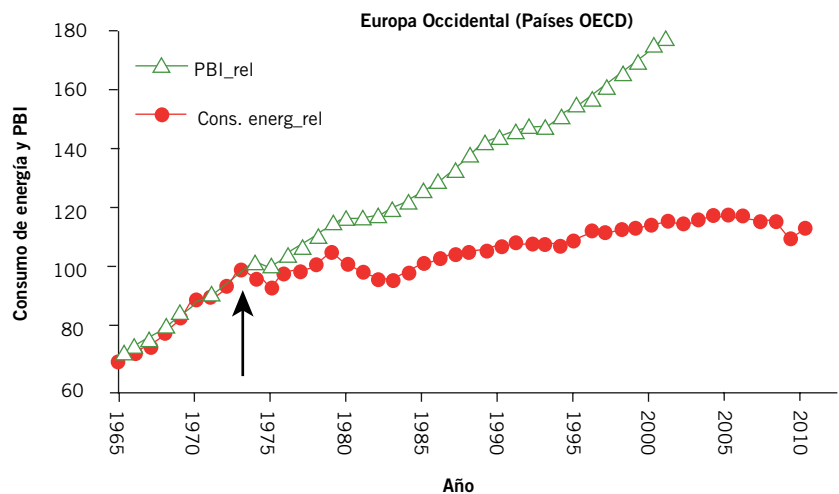


Figura 3. Variación del PBI (GDP) y el consumo final de energía para los países de Europa que pertenecen a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) de 1965 a 2009. Los datos están en unidades relativas, tomando como 100 los valores del año 1973. Se observa que hasta 1973 ambas curvas se movían juntas. A partir de esa fecha, y como consecuencia de las medidas de uso eficiente adoptadas, el crecimiento económico continuó su ascenso, pero el consumo de energía se mantuvo casi constante.

mo de energía implica mejor calidad de vida.

Las figuras 2 y 3 muestran la variación del PBI y el consumo de energía en los últimos 30 años para la Argentina y los países desarrollados que integran la OCDE. En el caso argentino, se graficó el total del consumo de energía secundaria, es decir, los productos energéticos que se consumen. Se observa que la curva de consumo de energía en la Argentina sigue (copia) la curva de PBI. Para los países de la OCDE, hasta 1974 se observa un comportamiento similar. Sin embargo, a partir de esa fecha, como consecuencia de las medidas implementadas para el uso eficiente de la energía en esos países (debido a los aumentos de precios ocurridos

después del primer embargo de petróleo), el PBI siguió creciendo en forma sostenida. De todos modos, el consumo de energía no varió significativamente durante el mismo período.

Estos hechos ilustran que es posible tener un crecimiento importante y al mismo tiempo mantener, e incluso, disminuir el consumo de energía adoptando medidas de uso eficiente.

La adopción de políticas que favorezcan un uso eficiente de la energía, además de ser viable, tiene la ventaja de que disminuye la necesidad de importar energía, lo que ahorra importantes recursos económicos, a la par que morigerará las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI).

La experiencia internacional indica que una de las formas más rápidas y económicas de superar una situación energética crítica es racionalizar y volver más eficiente el consumo, algo que para el gas en la Argentina es posible. A continuación, se enumera un conjunto de acciones que podrían lograr ahorros muy significativos.

Consumo de gas en viviendas y edificios

Las componentes del consumo de gas natural para uso residencial (R), comercial (C) y público o para entes oficiales (EO), en la Argentina son de carácter ininterrumpible y tienen características similares. En particular, esta componente del consumo es muy "termodependiente". La suma de los consumos R+C+EO constituyen aproximadamente el 30% del total del consumo de gas en la Argentina. Ver figura 4.

El gas que se usa como combus-

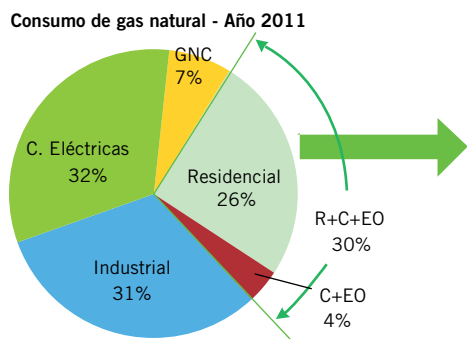


Figura 4. Distribución del consumo de gas. Año 2011. A la derecha se observa cómo se distribuye el consumo residencial. Como se ve, el 50% se usa en calefacción y al menos el 25% se emplea en el calentamiento de agua sanitaria (ACS, agua caliente sanitaria), al que habría que agregar los consumos pasivos de los pilotos, que tienen un valor similar al utilizado en cocción.

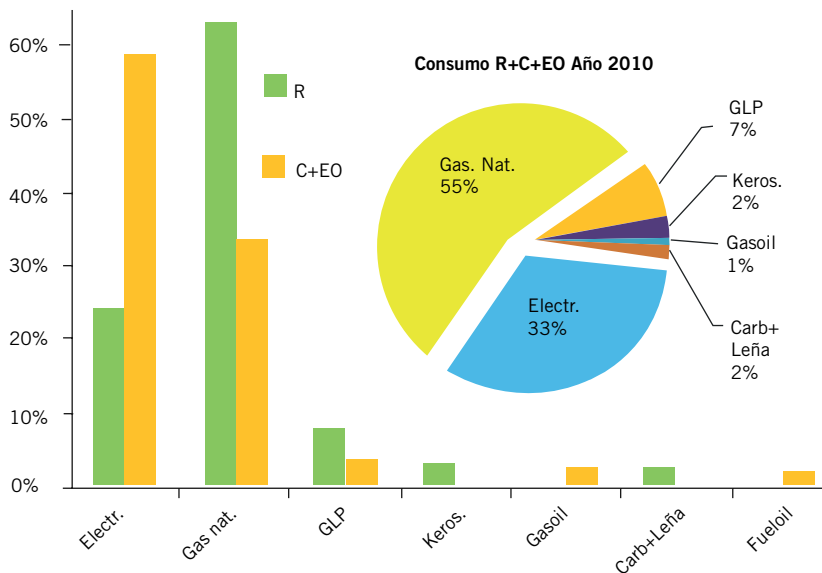


Figura 5. Proporción de los distintos combustibles usados en los sectores: residencial (R), comercial (C) y público o entes oficiales (EO) en la Argentina, diagrama de barras. En el inserto se muestra la distribución del conjunto R+C+EO, para el año 2010 [5].

tible en viviendas y edificios en la Argentina se compone de: 1) gas natural por redes (GN) y 2) gas licuado de petróleo (GLP). En términos de energía, el GN representa el 89% del consumo total de gas para el segmento R+C+EO; y el GLP, el 11% aproximadamente. En la figura 5 se ilustra la distribución de los combustibles que se usan en los sectores R+C+EO en el país. Dado que los artefactos de gas que se usan en estos sectores de consumos, tanto para GN como para GLP son similares, cualquier mejora en eficiencia de dichos artefactos afecta el consumo de ambas componentes y mejora el uso general de la matriz energética primaria.

Por lo tanto, en este estudio incluimos los potenciales ahorros que pueden lograrse tanto en el GN como en el GLP. De hecho, por razones de precio, los usuarios de GLP son los

principales beneficiarios de las mejoras en eficiencia.

Hay una diferencia tanto en las pautas de uso como en la información disponible sobre los usuarios de GN y GLP. Mientras que las estadísticas de uso del GN son, en general, muy exhaustivas, y de fácil acceso, no ocurre lo mismo en el caso del GLP. A mediados del año 2012 había unos 7,6 millones de usuarios R de GN que consumían el 89% de la energía y unos 4,5 millones de usuarios de GLP [4] que consumían sólo un 11% de la energía del total de GN+GLP. Estos números sugieren que los usuarios de GLP tienen un consumo específico mucho menor que el promedio de los usuarios de GN, lo que refleja dos características notables: el menor nivel adquisitivo de los usuarios de GLP, y el mayor costo de este combustible.

En la figura 6 se muestra la variación del consumo específico de los usuarios R de GN, esto es, el consumo por usuario y por día, en función de la temperatura; los datos corresponden a todo el país. Esta figura puede interpretarse de la siguiente manera: a altas temperaturas, el uso de gas residencial se reduce a cocción y calentamiento de agua, que a altas temperaturas tiende a un valor constante.

Este consumo, asociado a la cocción y calentamiento de agua lo denominamos *consumo base*. Por otra parte, si se grafica el consumo medio total para los distintos meses, es posible separar el consumo asociado a

iAPG

A AOG ARGENTINA
VOC OIL & GAS
EXPO 2013

IX Exposición Internacional del Petróleo y del Gas
IX International Oil & Gas Exhibition

A 2013

7 al 10 de octubre / *october 7-10* · La Rural · Buenos Aires · Argentina

El **futuro** es hoy

AOG Expo,
el lugar donde se debate la
agenda energética argentina
y se proyecta el desarrollo
sostenible de la región.

www.aog.com.ar

Organización



Av. Córdoba 632 Piso 11° · C1054AAS Buenos Aires · Argentina
Tel. +54 11 4322 5707 · Fax. +54 11 4322 0916 · aog@uniline.com.ar

Comercialización y
Realización Integral



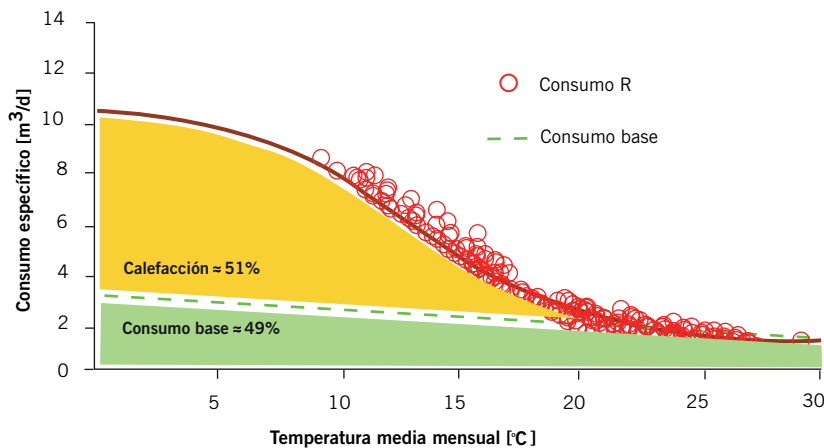


Figura 6. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos). La línea de puntos es una extrapolación del consumo base y muestra su dependencia con la temperatura. Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. El área sombreada en amarillo indica el consumo asociado con la calefacción. Los datos corresponden a todo el país, exceptuada la zona sur, entre los años 1993 a 2011[6].

calefacción con el consumo base.

En la figura 7 se muestra la variación del consumo R+C+EO total en todo el país a lo largo de un año (2011). Este gráfico permite separar la componente de gas usado en el consumo base, es decir, el consumo de los meses de verano (asociado a la cocción y calentamiento de agua) de los asociados a calefacción, en invierno. Se observa que la componente residencial de gas, destinado a la calefacción es de 50,2% del total. En general, para otros años se observa que el consumo para calefacción en el sector R, varía entre 47% y 53% dependiendo de la rigurosidad del invierno. En una primera aproxima-

ción podría decirse que el consumo base y de calefacción se reparten en forma similar el consumo R.

Calentamiento de agua

El consumo de gas para el calentamiento de agua sanitaria (ACS) es aproximadamente la mitad del consumo base, ver figura 4. Se estima que, en promedio, los usuarios residenciales emplean aproximadamente 1 m³/día para este fin. A esto habría que agregar 0,5 m³/día asociado al consumo del piloto, de los equipos actuales. En el país hay unos 7,6 millones de usuarios residenciales co-

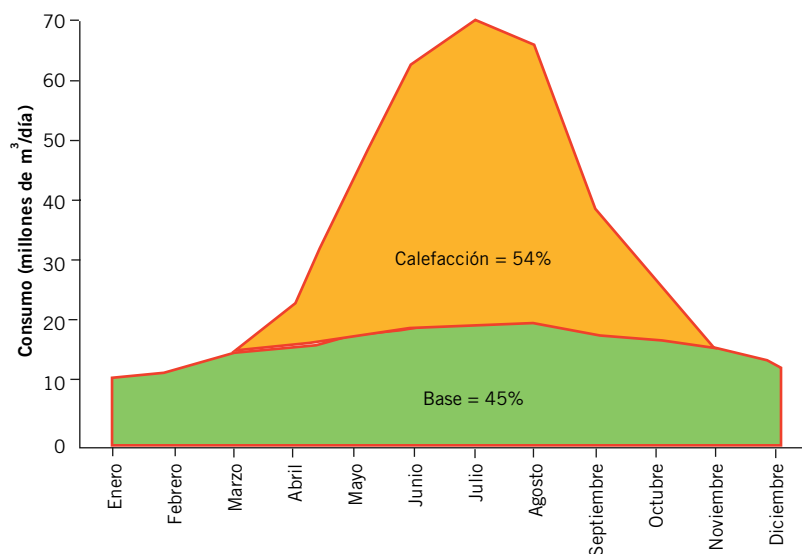


Figura 7. Consumo diario promedio de gas natural para los usuarios R+C+EO a lo largo del año 2011. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los consumos base. Si se atribuyen los consumos adicionales en los meses más fríos al uso de calefacción, se puede ver que el consumo de calefacción es el 50,2% del total del consumo R+C+EO. Para otros años, el consumo para calefacción varía entre 47% al 53% dependiendo de la rigurosidad del invierno de cada año. Los datos corresponden a todo el país y no se incluye el consumo de GLP.

nectados a la red de gas natural. Además, se estima que hay 4,5 millones de usuarios de gas licuado; si suponemos que aproximadamente la mitad de estos últimos usuarios tienen un equipo de calentamiento de agua, ya que por su condición socioeconómica, muchos sólo usan el GLP para cocción, tendríamos alrededor de unos 2,3 millones de equipos de calentamiento de agua a GLP. Así el total de usuarios de gas (GN o GLP) con artefactos de calentamiento de agua es del orden de 10 millones. De este modo, el consumo asociado al calentamiento de agua en la Argentina es de aproximadamente **15 millones de m³/día** de gas equivalente, sólo para usuarios residenciales.

Usuarios comerciales y entes oficiales (C+EO):

la variación del consumo específico para este tipo de usuarios de GN se ilustra en la figura 8. Si se considera que la energía usada en el calentamiento de agua para usuarios comerciales y entes oficiales es la mitad del consumo base, que en promedio es de 8,5 m³/día, tenemos que estos usuarios utilizan unos 4,25 m³/día para calentar agua. Así, los 750 mil usuarios C+EO conectados a red consumen cerca de 3,2 millones de m³/día en el calentamiento de agua sanitaria. A esto habría que agregar un volumen del orden del 11% de los usuarios C+EO que usan GLP, o sea, que el total de gas (GN+GLP) destinado a calentar agua para el sector C+EO es del orden de 3,5 millones de m³/día.

De este modo, podemos estimar el consumo total del país destinado al calentamiento de agua en aproximadamente **18,5 millones de m³/día** incluyendo el GLP, y unos **14,5 millones de m³/día de GN**. Lo notable de este consumo base es que tiene perdurabilidad y continuidad a lo largo de todo el año.

Hacia un consumo más eficiente

Uso de sistemas de calentamiento de agua híbridos: utilizan energía solar (térmica) combinada con algún combustible (GN, GLP o electricidad). Su uso está extendiéndose en muchos países de la región (Chile, Brasil y México) y del mundo. Estos sistemas permitirían aprovechar

la energía solar disponible en amplias regiones del país y contribuir al ahorro de gas y la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, en regiones que no tienen acceso a las redes de gas natural, esta alternativa contribuiría a lograr significativos ahorros en el presupuesto que las familias destinan a la compra de GLP o electricidad o aun leña, lo que genera una mayor equidad social en el uso de la energía.

Energía solar en la Argentina: existen numerosos estudios de la potencialidad de la energía solar en la Argentina; en particular, el "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", elaborado por el Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján, es uno de los más completos [7]. En la figura 9 se muestra la distribución espacial promedio de la irradiación solar diaria sobre un plano horizontal para dos meses del año.

Con un panel solar plano, orientado óptimamente en cada latitud, es posible obtener una radiación media en la Argentina de unos 4,5 kWh/m². 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 m² de área, la energía solar que le llegaría es de unos 15,7 kWh por día. Teniendo en cuenta la eficiencia típica de un colector solar (~75%), la energía solar colectada sería equivalente a 1,5 m³ de gas natural por día, o sea igual a la energía necesaria para el calentamiento de agua diaria de una familia tipo.

En otras palabras, **en solo 3,5 m², el Sol aporta tanta energía como la que usa una familia tipo en la Argentina para calentar toda el agua sanitaria que utiliza.**

Como indica la figura 9, los niveles de insolación son muy variados en la Argentina, pero el 95% de los usuarios de gas natural están al norte de Río Colorado en la Argentina, donde los niveles de radiación solar son mayores que el promedio indicado. En una colaboración entre el ENARGAS y las Universidades Nacionales de Luján y de San Martín, y las Empresas Orbis S.A. y Rheem S.A.,

se está realizando un mapa a nivel nacional para evaluar los ahorros que podrían realizarse en distintos puntos del país utilizando esta tecnología. Sin embargo, estimaciones preliminares indican que, en promedio, con equipos bien diseñados e instalados, podrían obtenerse ahorros de energía en el calentamiento de agua del orden del 75% para equipos ubicados al norte del Río Colorado. Esto se debe a que no todos los días la energía solar está disponible por su intermitencia natural.

El precio del gas natural licuado

importado (GNL) en la Argentina, en los últimos años, rondó los 17 US\$/millón de BTU. Estos precios varían en el tiempo y con el tipo de contrato que se realiza entre las partes. En la Argentina podríamos partir de la hipótesis de que el precio del GNL es de unos 15 US\$/millón de BTU. Esto equivale a un costo del GNL de aproximadamente 0,52 US\$/m³. En 10 años, el ahorro de gas natural por usuario sería de 1 m³x 3.650 = 3.650 m³ para el calentamiento de agua sanitaria. El costo de este volumen de gas sería del orden de US\$ 1.920



EXPERIENCIA LOCAL

Somos una empresa con más de veinte años en el servicio y venta de productos de fluidos de perforación en la cuenca Neuquina.

Contamos con un grupo de profesionales para asesorarlo y acompañarlo en todos sus proyectos dentro del área.



TECNOLOGÍA Y SOPORTE INTERNACIONAL

Diseñamos la solución técnica y económica más adecuada, conjuntamente con nuestros clientes, asegurando así, los mejores resultados para cada caso en particular.

Utilizamos productos premium con el mejor soporte tecnológico a nivel mundial.



Parque Industrial Centenario
Provincia de Neuquén
Tel.: (0299) 489 5323
Cel.: (0299) 15 5 232 666

www.servotec Ltda.com.ar

aproximadamente. **Este ahorro de gas importado podría cubrir el costo actual del equipo de calentamiento de agua híbrido.**

Los equipos híbridos sol-gas o sol-electricidad en la Argentina tienen costos que oscilan entre US\$ 1.000 y 2.000, pero es previsible que al aumentar su demanda, dichos valores puedan reducirse considerablemente. Producir en el país este tipo de equipos generaría como valor agregado, trabajo y empleo. Simultáneamente, esta alternativa reduciría considerablemente nuestras emisiones de GEL. Por lo tanto, creemos que es fundamental promover este tipo de tecnología en el país.

Un lugar donde la energía solar puede ser de mucha utilidad es en la región del Noreste Argentino (NEA) que en la actualidad no tiene servicio de GN por redes. Además de poseer una irradiación solar considerable, hay una población dispersa, que haría que los costos de tendido de red de gas fuesen muy altos. El costo de las redes de distribución de gas en el NEA se estima en aproximadamente US\$ 1.200 por usuario. Es decir, que este sería el costo de llegar con un caño a una vivienda en una zona urbana. No incluye el costo de gas, ni gasoducto ni instalación interna o artefactos. Una instalación interna se estima en unos US\$ 700 para una vivienda económica. De este modo, el costo de la instalación interna más los costos de red pueden estimarse en unos US\$ 2.000.

Por lo tanto, el uso de esta tecnología, sol-gas o sol-electricidad, podría ahorrar una importante inversión en tendido de redes en zonas de baja densidad de población, a la par

de proveer las ventajas de tener agua caliente sanitaria por un costo reducido y minimizar los impactos ambientales. Creemos que es oportuno llamar la atención sobre este punto, ya que pronto se espera que el gasoducto Juana Azurduy pase por esta región trayendo gas importado. Si los usuarios residenciales minimizan su consumo de gas para calentamiento de agua, no solo logran una disminución en sus erogaciones de servicio de gas, sino que liberan importantes volúmenes de este fluido para usos industriales y generación de electricidad. Dado que muchos de estos potenciales usuarios tienen limitada capacidad de cubrir las tarifas plenas, el Estado podría reducir sus erogaciones de subsidios al consumo residencial si se implementase un sistema de calentamiento de agua híbrido en esta región del país.

En resumen, si la mitad de los usuarios R+C+EO adoptaran esta tecnología para el calentamiento de agua sanitaria, podrían ahorrar del orden del 75% de su consumo de gas, y el ahorro a nivel nacional sería de 6,75 millones de m³/día (=0,5 x 18 x 0,75).

Mejoramiento en la aislación de casas y edificios: varios estudios indican [8] que mejorando la aislación térmica de las paredes exteriores y techos con aislantes convencionales (lana de vidrio, poliuretano expandido de alta densidad, etc.), y sobre todo utilizando **diseños constructivos adecuados**, se puede disminuir la conductividad térmica en un factor de 4 o más. Otra mejora importante se puede lograr en ventanas con doble vidrio o doble vidrio hermético (DVH), que alcanzan, en

promedio, una mejora importante en aislación respecto del vidrio simple. Desde luego, el uso de burletes de goma o similares pueden disminuir significativamente las infiltraciones de corrientes de aire. Un factor 4 en la aislación térmica de viviendas tendría un impacto en el consumo de energía para calefacción de magnitud similar. Esta mejora en la envolvente térmica también disminuiría los requerimientos energéticos de refrigeración. Actualmente en la Argentina existe una norma IRAM de etiquetado de aislación térmica de envolventes, IRAM 11900. Si una vivienda convencional tipo H, según esta norma (quizás las más prevalentes en la actualidad) pasara a tipo E en la categorización del etiquetado, tomando como base una vivienda tipo de unos 65 m², su consumo en calefacción y refrigeración podría reducirse en un 50%. El incremento en costo de la construcción para llegar a esta categoría de etiquetado sería del orden de 2% al 3% que si se construyera la misma vivienda en categoría H según la Norma IRAM 11900.

Por otra parte, con mejor aislación térmica, los artefactos requeridos para calefaccionar y refrigerar estos ambientes serían concomitantemente menores, lo que implicaría mayores ahorros. El consumo de gas para calefacción es del orden de los 6 m³/día –en los días más fríos– ver figura 6. Si se realizaran mejoras en la aislación térmica, y haciendo una suposición conservadora con respecto a que las mejoras en aislación térmica fuesen sólo de un factor 2, el consumo en calefacción disminuiría en el mismo factor, o sea, pasaría de 6 m³/día a unos 3 m³/día. Una mejora de este orden implicaría, a nivel nacional, **ahorros del orden de 22,8 millones de m³/día (3x7,6)** si los 7,6 millones de usuarios de gas por redes adoptaran estas mejoras. La implementación parcial de estas medidas generaría ahorros que tendrían directa relación con la proporción de viviendas mejoradas.

Otras estimaciones independientes arrojan ahorros muy significativos por la implementación de mejoras en la aislación térmica de viviendas. Así, queda clara la importancia de hacer los esfuerzos necesarios para corregir las malas prácticas constructivas. En ese sentido, un logro significativo es haber elaborado una norma de

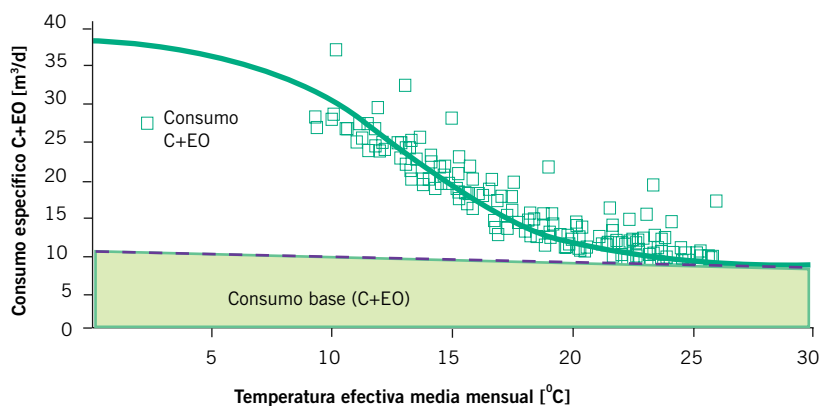


Figura 8. Variación de los consumos específicos de gas natural comercial (C) y entes oficiales (EO) como función de la temperatura media mensual. La línea de trazos cortos indica el consumo base, tiene un valor medio de 8,5 m³/d.

etiquetado de eficiencia energética para las viviendas, la IRAM 11900. La reglamentación de esta norma, es decir, hacerla de carácter obligatorio o estimular su aplicación sería un importante aporte para mejorar la aislación térmica de las envolventes de casas y edificios.

Etiquetado de artefactos de gas: uno de los primeros pasos para integrar a los usuarios al uso racional de la energía es informarlos sobre las condiciones de eficiencia de los artefactos que pueden adquirir en el mercado. Es crucial comprometer e involucrar a los usuarios en un programa de racionalización en el uso de la energía. Los usuarios deben tener la mejor información posible a la hora de elegir un artefacto o vivienda que vaya más allá de las consideraciones estéticas, de precio y de seguridad. En este sentido es importante concientizar a la población para que evalúe la conveniencia de elegir artefactos de buena eficiencia, ya que esto no solo genera un beneficio económico a largo plazo, sino que, además, asume responsabilidad por el cuidado del Medio Ambiente y preservación de los recursos naturales en el momento de elegir.

En ese sentido, las acciones que se están realizando en el ENARGAS, de revisar la normativa de artefactos de gas, Normas NAG, para incorporar el etiquetado en los artefactos de gas de uso doméstico más frecuentes en la Argentina: cocinas, calefones, termotanques y calefactores de tiro directo y balanceado, creemos puede ser un aporte útil para estimular un uso más eficiente de la energía en el país [9]. Un aspecto importante de las nuevas normas NAG es que en todos los casos se incluyen en la determinación de las eficiencias los efectos de pérdidas de energía como así también los consumos pasivos de los artefactos. Asimismo, la Secretaría de Energía de la Nación viene trabajando sostenidamente para implementar el etiquetado en electrodomésticos.

El reemplazo de los gasodomésticos actuales, por los modelos más eficientes, Categoría A, **podría aportar ahorros del orden del 10% en calefactores y termotanques, y hasta del 25% en los calefones que reemplazan el piloto convencional por sistemas de encendido electrónico.** Para

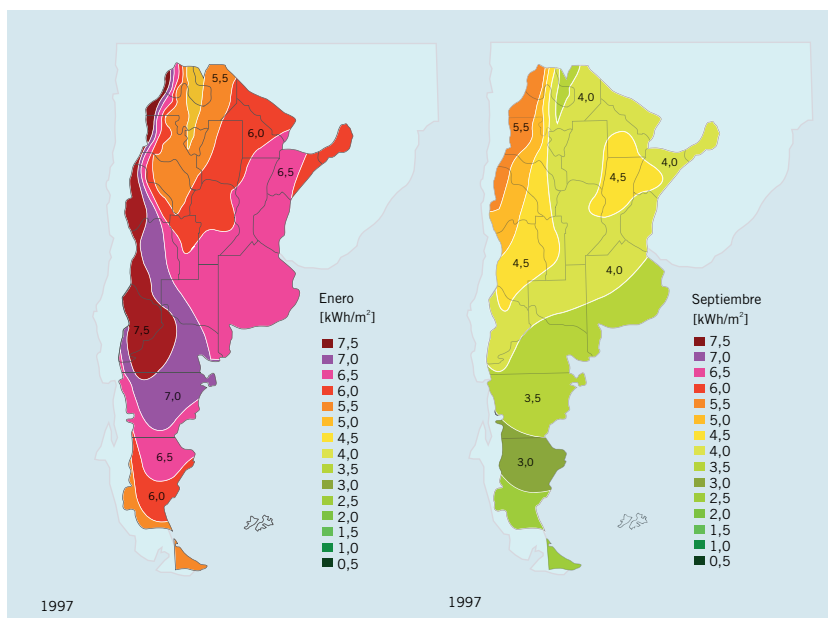


Figura 9. Distribución espacial promedio de la irradiación solar diaria sobre un plano horizontal para dos meses del año, enero y septiembre. Enero es representativo de los valores máximos de irradiación y septiembre de los valores medios. En casi todo el territorio argentino, 4 kWh/m² es un valor representativo del promedio, aunque, en el norte, los valores de irradiación son considerablemente mayores. El contenido energético de 1 m³ de gas natural es de 10,8 kWh.

aprovechar las mejoras en eficiencia de los artefactos de calefacción, es necesario actuar coordinadamente con las mejoras en las envolventes térmicas de las viviendas.

Mitigación del sobreconsumo en el sur del país:

para la misma temperatura, en el sur de la Argentina se observa un consumo de gas de aproximadamente el doble que en el centro y norte del país [10], [11]. Este exceso de consumo es una consecuencia no deseada del sistema de subsidios actuales.

Si se realiza un análisis del consumo residencial en la zona sur del país, abastecida por Camuzzi Gas del Sur S.A., se observa que el consumo específico para cada temperatura es prácticamente el doble que en el resto del país. La figura 10 ilustra este comportamiento.

Este patrón de consumo puede explicarse por la diferencia de tarifas. El precio del gas natural en la zona sur es prácticamente la mitad de la del resto del país, y los subsidios existentes lo reducen aún más respecto del valor en otras regiones. Nótese, como hecho más importante a destacar, que este incremento de consumo de la zona sur respecto del resto de la Argentina se observa a una misma temperatura, es decir, que para un mismo escenario térmico, los usuarios residenciales del sur consumen el

doble que el resto de los usuarios.

En el sur, las temperaturas medias son menores que en el resto del país, esto se ve reflejado en que los datos de consumos específicos de la zona se agrupan con mayor frecuencia (probabilidad) en la región de más bajas temperaturas (figura 10).

Es posible desalentar el exceso de consumo y al mismo tiempo preservar una tarifa de gas que no afecte a los sectores sociales de menores ingresos. La opción sería definir un volumen de consumo asociado a los usuarios R de menor consumo de la zona sur, en un valor consistente con las temperaturas prevalentes en esa zona, pero con una curva de consumo similar a la del resto del país, figura 6. Por su parte, las tarifas para los usuarios de mayor consumo tendrían los mismos valores promedio del resto del país, acompañadas de créditos accesibles para que los usuarios mejoren la aislación térmica de sus viviendas. De este modo, habría un **fuerte incentivo a bajar el consumo** y hacerlos consistentes con los del resto del país. Estas acciones producirían en los meses de invierno ahorros que podrían llegar a los 4,5 millones de m³/día.

En la figura 11 se indica esquemáticamente cómo se modificaría el consumo medio diario de gas, en el sector R+C+EO, si el 50% de los usuarios de estas categorías adoptaran

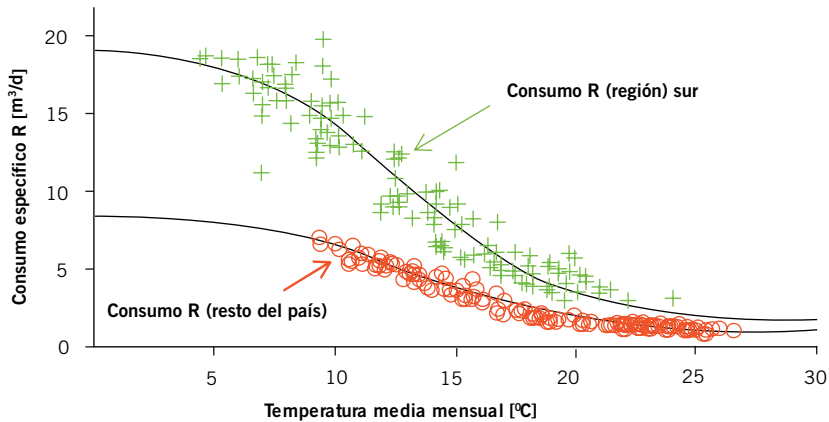


Figura 10. Variación de los consumos específicos residenciales (R) en función de las temperaturas medias mensuales. Los círculos (rojos) representan los consumos residenciales específicos en todo el país, exceptuada la zona sur. Las cruces (verdes) representan los consumos específicos residenciales observados en la zona sur. Las líneas continuas son las predicciones del modelo de consumo.

medidas de eficiencia energética en la aislación térmica de las envolventes de edificios, y si, asimismo, el 50% de ellos usasen sistemas híbridos de calentamiento de agua. Como se observa, con solo estas dos medidas se podrían aportar ahorros en los meses de mayor consumo del orden de 16,5 millones de m³/día y un ahorro medio total del orden del 31% en este segmento del consumo.

Existe, asimismo, la posibilidad de mejorar la eficiencia de los artefactos de gas de uso doméstico en más del 10%, por lo tanto, es prioritaria la implementación de un sistema de etiquetado de los gasodomésticos. Sólo la mejora tecnológica, que elimine los pilotos en los artefactos de gas, remplazándolos por sistemas electrónicos de bajo consumo, podría lograr ahorros del orden de unos 2,5 millones de m³ diarios.

Un aspecto importante a tener muy en cuenta es la duración de los artefactos y las viviendas. Los artefactos domésticos tienen un vida útil de unos 5 a 10 años, mientras que las viviendas, entre 30 a 60 años. De este modo, deficiencias en la construcción de viviendas no solo tienen un impacto en el consumo presente, sino que sus efectos se continúan y extienden a lo largo de muchas décadas, con lo cual el problema de la eficiencia energética en las viviendas debe ser encarado en forma integral.

Conclusiones

Existen múltiples posibilidades de disminuir nuestras importaciones

de gas adoptando medidas de uso racional y eficiente de energía en la Argentina. Estas acciones no solo ahorrarían importantes divisas para el país, sino que, al mismo tiempo, podrían generar nuevos emprendimientos que produzcan desarrollo y empleo. Además de disminuir nuestras emisiones de GEI, se estimularía un mayor acceso a los beneficios que brinda la energía a sectores de bajos recursos económicos.

A su vez, las mejoras en la aislación térmica de edificios y viviendas tendrían un impacto muy significativo en el consumo de energía. Los ahorros de energía en acondicionamiento térmico de ambientes (calefacción y refrigeración) serían muy significativos. Utilizando tecnologías disponibles actualmente y que se encuadran en las normativas de IRAM sobre aislación térmica de envolventes, los ahorros de consumos estarían en el orden de 10 a 20 millones de m³/día, según si su implementación

resulta menos o más completa. Estos ahorros se producirían fundamentalmente en los meses de mayor consumo, o sea, en invierno.

Un primer paso para mejorar las condiciones de aislación térmica podría comenzar con los edificios públicos de modo de generar un ejemplo social. Los edificios públicos, escuelas, universidades, adaptados para un uso eficiente de la energía, asociada a una campaña educativa adecuada, podrían ser un modo de ilustrar las distintas maneras de lograr un uso más eficiente de la energía. Igualmente, se podrían generar estímulos, tarifarios o por subsidios, para que usuarios residenciales y comerciales certifiquen, según normas adecuadas, las condiciones de aislación de sus viviendas. Una medida muy efectiva para lograr que las viviendas certifiquen en eficiencia energética sería requerir dichos certificados a la hora de comprar, vender o alquilar una propiedad. Este requisito estimularía a que los propietarios mejoren las condiciones de aislación de sus inmuebles.

Utilizando equipos híbridos (sol-gas) para el calentamiento de agua se podrían lograr ahorros del orden del 75% del consumo de gas. A los costos actuales del GNL importado, en 10 años el monto de los ahorros en gas importado cubriría el costo de los equipos híbridos. Por lo tanto, resulta altamente atractivo estimular el desarrollo de esta tecnología en el país. La fabricación de estos equipos localmente generaría desarrollo económico y empleo. Un desarrollo de la tecnología solar abarataría los equipos de calentamiento de agua, y los haría más accesible a los sectores de menores recursos.

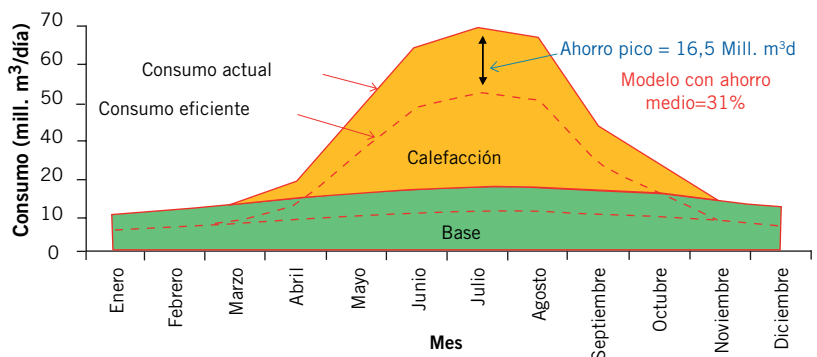


Figura 11. Distribución del consumo R+C+EO. Las líneas continuas son los consumos medios observados en el año 2011. Las líneas de trazos corresponden a los consumos previstos si el 50% de estos usuarios adoptaran medidas de aislación térmica de viviendas y calentadores de agua híbridos. El ahorro medio a lo largo del un año sería el 31%.

Si la mitad de los usuarios residenciales, comerciales y entes oficiales adoptaran esta tecnología para el calentamiento de agua sanitaria, se ahorrarían unos 6,75 millones de m³/día. En este sentido, generar **legislaciones a nivel nacional, provincial y municipal** que estimulen el uso de esta alternativa sería un paso crucial para iniciar un importante desarrollo industrial y económico asociado a esta tecnología.

Con un 50% de los usuarios R+C+EO adoptando medidas de eficiencia energética en la aislación térmica de edificios y viviendas, es decir si el 50% de usuarios calentasen su agua con sistemas híbridos, aislaran adecuadamente sus viviendas y edificios, se podría lograr ahorros en los meses de mayor consumo del orden de 15 millones de m³/día. Estas medidas de eficiencia podrían, en gran medida, paliar este déficit de gas nacional.

Asimismo, estos volúmenes son comparables a la producción de una gran cuenca. Es importante señalar que a diferencia de lo que ocurriría con un yacimiento de gas de producción comparable a los indicados más arriba, los volúmenes liberados por la eficiencia no requieren del desarrollo de una nueva infraestructura en el transporte y distribución de este gas, que lógicamente sí sería necesario en caso de un nuevo yacimiento.

Este análisis también sugiere la necesidad de modificar el actual esquema de subsidio del gas en la zona sur del país. Creemos que es posible modificar el esquema de subsidio de modo de desalentar el sobreconsumo observado.

En este trabajo solo hemos considerado las componentes residenciales, comerciales y público del consumo, que constituyen el 30% del total. En otros segmentos del consumo, pueden lograrse, asimismo, ahorros muy significativos. Por ejemplo, en la generación eléctrica hay muchas posibilidades de lograr importantes ahorros mediante la cogeneración. Algo similar ocurre en la industria, tomando como parámetro de medición de la eficiencia la intensidad energética. Por último, en el transporte existen muchas posibilidades de mejorar la eficiencia tanto del servicio como de la utilización de la energía.

La experiencia internacional indica que, en general, es más barato ahorrar una unidad de energía que

Ahorro potencial de gas

La siguiente tabla resume los potenciales ahorros de gas que podrían lograrse implementando las principales alternativas discutidas en este trabajo. Una aplicación parcial tendría un efecto proporcional al alcance de cobertura de implementación de la medida.

Acciones	Ahorro potencial	
	Implementación completa [Millones m ³ /día]	Porcentaje del consumo medio [Millones m ³ /día]
Mejora en el aislamiento térmico de viviendas	20	17%
Etiquetado en artefactos y eliminación de pilotos en calefones	3	2,6%
Uso de tecnología solar híbrida para calentar agua en 50% de los usuarios.	6	5%
Promover un uso racional en el sur de la Argentina	4	3,4%
Total (millones m ³ /día)	33	28%

producirla. Así es como la eficiencia energética se convierte en un protagonista fundamental de las matrices energéticas de los países desarrollados, ya que es una **fuerza de energía de bajo costo que no contamina**.

La eficiencia energética requiere de un enfoque global. En ese sentido el Decreto 140/2007 del Poder Ejecutivo es claramente un avance importante. Sin embargo, la adopción de medidas tendientes a optimizar el consumo muchas veces excede la incumbencia específica de un sólo organismo de regulación o agencia gubernamental y sería deseable generar un comité de coordinación transversal. ■

Agradecimientos: a la Dra. A. Schwint y al Ing. J. Boljover por la lectura y valiosas sugerencias realizadas.

Referencias

- [1] *Human Development Report 2006* – Naciones Unidas - <http://hdr.undp.org/>
- [2] *International Energy Outlook 2011*-Energy Information Administration, <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>
- [3] Secretaría de Energía de la Nación Argentina. *Balance Energético Nacional serie 1970-2010*, <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2973>
- [4] Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado de Argentina (C.E.G.L.A.) <http://www.cegla.org.ar>
- [5] Secretaría de Energía de la Nación Argentina. *Balances Energéticos* <http://energia3.mecon.gov.ar>
- [6] ENARGAS www.enargas.gov.ar (Transporte y Distribución, Datos operativos).
- [7] Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini,

“Atlas de Energía Solar de la República Argentina”, elaborado por, Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján. <http://www.gersol.unlu.edu.ar/pagina3.htm>

- [8] V. L. Volantino, P. A. Bilbao, *Ahorro Energético en el Consumo de Gas Residencial Mediante Aislamiento Térmico en la Construcción*, Unidad Técnica Habitabilidad Higrotérmica-INTI Construcciones-Instituto Nacional de Tecnología Industrial, P. E. Azqueta, P. U. Bittner, A. Englebert, M. Schopflocher, Integrantes del Comité Ejecutivo de INTI Construcciones; Comisión de Trabajo URE en Edificios <http://www.mastropor.com.ar/Novedades/07AHORRO.pdf> http://www.inti.gov.ar/construcciones/pdf/ahorros_aislamiento_termico.pdf
 - [9] S. Gil, E. Bezzo, M. A. Maubro, J. M. Miotto y R. Prieto, “Etiquetado de artefactos de gas– Hacia un uso más eficiente de la energía”, *Petrotecnia*, LII, n.º 06, págs. 104-111.
 - [10] S. Gil, “Posibilidades de ahorro de gas en Argentina– Hacia un uso más eficiente de la energía”, *Petrotecnia*, L, Nº2, págs. 80-84, abril 2009.
 - [11] A. D. González, E. Crivelli, S. Gortari, “Eficiencia en el uso del gas natural en viviendas unifamiliares de la ciudad de Bariloche”, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol. 10, págs. 07-01, 2006.
- Salvador Gil y Roberto Prieto se desempeñan en la Gerencia de Distribución de ENARGAS. Asimismo, Gil forma parte del cuerpo docente en la Universidad Nacional de San Martín, ECyT.**



Los profesionales de la industria del petróleo y del gas que operan en la Argentina y en la región encuentran, desde hace tiempo, en el Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, el ámbito donde presentar las novedades, intercambiar sus experiencias y mantener actualizado el estado del mercado y de los negocios, en este sector tan amplio que es la producción.

En cada edición el escenario cambia, afectado a nivel internacional por las variaciones mundiales de la demanda energética, el estado financiero de los protagonistas del mundo y su relación con la producción del petróleo y del gas; y por la importancia cada vez mayor del cuidado del impacto medioambiental.

También cambian, naturalmente, las políticas a nivel de la región y del país.

Y es en este contexto que la quinta edición del Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos se presenta como un ámbito que permite a los actores del sector a situarse en la problemática energética actual y real, y marcar las líneas de una visión a futuro, basada en las experiencias de las empresas y de los profesionales.

“Lo que reviste de tanta importancia para la industria al 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos –expresó el ingeniero Juan Carlos Pi-

sanu, presidente del Congreso– es que se convierte en un ámbito importante donde profesionales de distintas empresas y especialidades intercambian ideas y experiencias; a la vez que revisan con expertos en diferentes disciplinas las nuevas tecnologías específicas, identificando oportunidades”.

En este caso particular, agrega, se le suma “la necesidad urgente que tiene el país de obtener la energía que la demanda está requiriendo, y en este sentido, somos conscientes de nuestra responsabilidad”.

En efecto, bajo el lema “Hacia un futuro desafiante” esta edición del congreso abarcará cuestiones estratégicas y regulatorias, visiones sobre el desarrollo comercial y tecnológico de los negocios energéticos, contemplará, además, temas vinculados a la administración y desarrollo de los recursos financieros y humanos.

¿Y qué puede aportar este congreso para los desafíos que enfrentará la industria? “Los requerimientos crecientes de energía en el país representan un gran desafío para el sector; debemos explorar alternativas concretas que lleven a alcanzar este objetivo fundamental. El futuro desafiante de la producción nos obliga a explorar esas alternativas concretas, y el permitirnos intercambiar generosa y abiertamente experiencias, oportunidades e interrogantes, será de valiosa utilidad para el conjunto”, expresó el ingeniero Pisanu.

“El futuro desafiante de la producción nos obliga a explorar alternativas concretas”

El ingeniero Juan Carlos Pisanu, presidente del Comité Organizador del 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos que se realizará del 21 al 24 de mayo de 2013, explica los objetivos del evento, los temas que se tratarán y las expectativas alrededor de la convocatoria.



Temario amplio

A diferencia de otras áreas, la Producción consiste en un número de actividades muy amplio que abarca varias disciplinas, en el proceso de extraer los hidrocarburos. Por ello, en los cuatro intensos días en que se llevará a cabo el congreso, se desarrollará el siguiente temario:

1. Ingeniería y operaciones de producción.
2. Ingeniería y geociencias de reservorios.
3. Terminación, reparación y estimulación de pozos.
4. Reservorios no convencionales.
5. Economía de la producción.
6. Medio ambiente y comunidades.
7. Capacitación, innovación y transferencia de tecnología.

“Básicamente –expresó el ingeniero Pisanu– haremos una revisión de lo actuado en los últimos años y analizaremos los proyectos para el futuro inmediato; ya sea en lo que se refiere a la gran esperanza que representan los recursos no convencionales, como a todos aquellos trabajos de mejoras en la recuperación de los yacimientos maduros, que aún ofrecen buenas expectativas de incrementos de producción y reservas mediante la aplicación de nuevas y adecuadas tecnologías”.





Conferencias

En cada jornada, el congreso ofrecerá conferencias a cargo de oradores de renombre, así como las siguientes mesas redondas integradas por referentes locales y de otros países:

1. “Yacimientos ¿maduros?”: el desarrollo de proyectos de gas y petróleo en reservorios no convencionales

demorará cierto tiempo; para afrontar la demanda creciente de energía cobra especial importancia optimizar la producción en los yacimientos convencionales. Es preciso aplicar nuevas tecnologías, reduciendo costos operativos para lograr el incremento de producción y reservas.

2. “Gas y petróleo de reservorios no convencionales”: los hidrocarburos aportan más del 90% de la energía que se consume en la Argentina. Las reservas y la producción de gas y petróleo en yacimientos convencionales disminuyen. El gas de formaciones *tight* y el gas y petróleo del *shale* unidos al gas de esquistos y al gas asociado a lechos de carbón, aportarán en forma significativa a las reservas y a la producción. Es clave sumar experiencias para afrontar los desafíos técnicos y económicos que nos llevarán a alcanzar metas ya logradas en otros lugares del globo.

3. “Nuevas tecnologías ofrecidas”: esta mesa, a la que se invitarán representantes de compañías de servicios, tratará sobre las nuevas tecnologías que materializan el aporte de ideas y las traducen en mejoras de producción, incremento de la recuperación, cuidado del recurso-ambiente y mayores utilidades. Las nuevas tecnologías garantizan el aporte de reservas adicionales considerando que el hidrocarburo remanente in situ es proporcionalmente alto. Y, además, enfoques eficientes de reservas *behind files* (petróleo en los legajos de pozo) para mejorar la producción.

4. “Formación de profesionales de la industria- Interlocutores de la educación y Recursos Humanos”: se analizará la temática de cómo formar los profesionales que necesita la industria de los hidrocarburos en la Argentina es un factor esencial para el desarrollo futuro. Los yacimientos maduros argentinos en producción admiten la aplicación de técnicas mejoradas (IOR). Esto involucra personal, conocimiento e inversión. Por otro lado, la explotación de los reservorios no convencionales exigirá también un gran esfuerzo: mucho personal, conocimiento de las nuevas tecnologías e inversiones importantes. Ambos rubros

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

- Upstream
- Comercialización
- Búsqueda Laboral
- Midstream
- General
- Energía
- Downstream
- Comisión de Tecnología

www.foroiapg.org.ar

generan un desafío para la formación de profesionales que apuntalarán el desarrollo futuro.

5. “Discusión de pares”: este mecanismo de discusión, de comprobada excelencia en congresos y seminarios del IAPG, enfocará el tema: “¿Cómo llegar al autoabastecimiento?” buscará una temática en forma de preguntas formuladas por un panel de especialistas y la propia audiencia participará en las respuestas, volcando las experiencias de cada uno.

Además, el 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos contará con tres conferencias durante los almuerzos, y dos plenarias a cargo de representantes del Gobierno y de la industria.

“Dispondremos de un nivel muy calificado y representativo de conferencistas; se tratará de representantes altamente capacitados que representarán a todos los sectores involucrados; aspiramos a que participen funcionarios de primer nivel del Gobierno nacional y provincial, conjuntamente con ejecutivos y profesionales de las principales empresas” comentó el Ing. Pisanu. También serán convocados representantes de instituciones educativas relacionadas, aclaró.

Sede: Rosario

Esta edición del congreso ha elegido como sede la ciudad santafesina de Rosario, la cual, si bien no se trata de una ciudad que esté directamente vinculada a la actividad de producción de hidrocarburos, “es importante para comenzar a divulgar la problemática de nuestra industria en lugares que tradicionalmente no son petroleros”, aseguró Pisanu.

“Además de su indudable atractivo, Rosario es una ciudad de fácil acceso que cuenta con la infraestructura necesaria para la realización de este tipo de eventos”. También se tuvo en cuenta el potencial que representa su prestigiosa universidad, así como las industrias de la zona. “Muchas de ellas, importantes proveedoras de equipamiento para nuestra actividad”, informó.

Aunque faltan algunos meses, la participación que se espera es alta. “El gran número de trabajos recibidos y su calidad nos permiten ser muy optimistas en el resultado del congreso, no solo en la cantidad de participantes, sino en lo crucial de los temas por debatir”. Asimismo, los organizadores tienen altas expectativas, ya que autoridades gubernamentales y empresas de todo el país y de la región ya han expresado su apoyo y comprometido su presencia. Y se espera una interesante participación de expertos internacionales.

El propósito de los organizadores es convertir al 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos en un lugar de encuentro clave e imprescindible para el desarrollo de contactos de la alta y media gerencia. También será importante para el análisis de tendencias, la toma de conocimiento de tecnologías y proyectos, y crear un ámbito que logre atraer a los jóvenes estudiantes de carreras afines, que estén proyectando su futuro y se decidan por carreras relacionadas con el desarrollo eficiente y sustentable de la energía.

En efecto, el congreso ofrecerá a los asistentes la oportu-



unidad de conversar mano a mano con expertos de prestigio en diferentes disciplinas, revisar tecnologías disponibles, enfocar soluciones a sus problemáticas y encontrar conjuntamente respuestas a los retos actuales”, afirmó el presidente del Comité Organizador.

La convocatoria está hecha, y se invita a todos a concurrir este interesante evento. Para más información: www.iapg.org.ar.

Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES



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
Av. Córdoba 1840 - Buenos Aires
www.sbs.com.ar

Alberto Dukackian



Nuevos ganadores en la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

La 18.º edición del certamen que difunde entre los más jóvenes el espíritu de responsabilidad por la naturaleza tuvo su etapa final, estos son los galardonados de 2012.

En el marco del cuidado del Medio Ambiente y del respeto por la naturaleza, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) creó, hace casi dos décadas, la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente, una campaña de concientización entre los más jóvenes.

La Olimpiada, cuyo certamen final se realizó el 23 de noviembre en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, consiste en una competencia anual en etapas que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos van desarrollando diferentes temas, hasta llegar a la final. Este año se realizó la edición 18.º, los ganadores de la Olimpiada fueron:

- 1.º **Axa Mair González Roberts**, del Instituto Camwy de Gaiman (Chubut), cuya tutora fue la profesora, Mirna Nomdedeu.
 - 2.º **Santiago Romero Mansur**, de la Escuela E.E.M.P.I N.º 8023 de la Ciudad de Reconquista (Santa Fe), cuya tutora fue la profesora, Estela Zbinden.
 - 3.º **Paula Inzirillo**, del Instituto Murialdo de Guaymallén (Mendoza), cuya tutora fue la profesora Marta Quiroga.
- Además, se otorgaron dos menciones especiales, al 4.º y 5.º puesto:
- 4.º **Emanuel Gayo**, de la Escuela Emilio Civit de Maipú (Mendoza), cuyo tutor fue el profesor Iván Chaparro.
 - 5.º **Carla Umansky**, de la Escuela Cristóbal M. Hicken de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo tutor fue el profesor César Caso.



Al examen se acercaron 17 chicos representando a escuelas de Los Antiguos (Santa Cruz), San Salvador de Jujuy (Jujuy), Ituzaingó (Buenos Aires), Maipú (Mendoza), Gaiman (Chubut), Guaymallén (Mendoza), Rodeo del Medio (Mendoza), Reconquista (Santa Fe), Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Godoy Cruz (Mendoza).

Los objetivos más claros de la Olimpiada son: incentivar el estudio del Medio Ambiente en los jóvenes, promover una conciencia social, difundir esta actitud, contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área y de la labor que realizan las empresas por el cuidado del entorno. Al mismo tiempo, fomentar un sano espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal.

Las etapas de la Olimpiada sobre la preservación del ambiente son cuatro: una selección local inicial, cuyos ganadores pasarán a una selección zonal y de allí, un certamen

semifinal regional impulsará a los ganadores al certamen final nacional. La selección local se suele realizar en el propio establecimiento educativo, de allí se pasa a los centros educativos habilitados para la selección zonal. Luego se pasa a la semifinal regional y de allí, al certamen final.

El temario propuesto para este año incluyó:





- Uso responsable del agua potable y reutilización de agua residual en agricultura y acuicultura.
- Respuesta a derrames de hidrocarburos en agua.
- Uso racional de la energía, consumo eficiente y responsable de la energía en el hogar.
- Desertificación.

Las pruebas finales fueron elaboradas por La Comisión Organizadora y Evaluadora, integrada por Jorge Rizzo y Carlos Girardi de YPF S.A., Mariana Quaglia de Total Austral, Ramiro Cambiasso de Chevron, Cristina Sarabia de Pluspetrol, el Dr. César Rostagno del Centro Nacional



Patagónico (CENPAT) en el tema Desertificación, y el Lic. Mauricio Falechini del Centro Nacional Patagónico (CENPAT) por el tema "Uso responsable del agua potable".

Los premios consisten en becas de estudio para los tres alumnos ganadores (para el primer puesto \$1.400 pesos por mes, durante doce meses; para el segundo puesto, \$1.200 pesos por mes, durante doce meses, y para el tercer puesto, \$1.000 pesos por mes, durante 12 meses), órdenes de compra de *netbooks* para sus profesores y computadoras e impresoras para sus colegios.

En el transcurso del Almuerzo del Día del Petróleo se entregará al alumno ganador un Diploma de Honor. ■

Ing. Eduardo Vilches

Homenaje al creador de la Olimpiada

Es muy fácil relacionar a Eduardo Vilches con la Olimpiada, porque fue quien la creó y fue su presidente desde 1994 hasta 2011, pero su relación con el Instituto comenzó en 1990. Desde entonces, se desempeñó como miembro primero, y después como Presidente de las Comisiones de Conservación Ambiental, de Prevención de la contaminación de Aguas y Costas, de Estudio de problemas ambientales en Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de Estudios de problemas ambientales en operaciones *upstream*, de Medio Ambiente y, además, integró la Comisión de Publicaciones. Todo ello, en el marco de las actividades técnicas del IAPG.

Su desempeño en el Instituto se desarrolló a lo largo de 20 años y será recordado como un gran colaborador, preocupado y ocupado por el cuidado del Medio Ambiente y por la educación de nuestros jóvenes.

Con motivo del almuerzo del Día del Petróleo y del Gas, se le entregó a su esposa, María Rosa, un premio a la trayectoria.





CONFERENCIA DE PETRÓLEO Y GAS

ARPEL 2013

América Latina y el Caribe



9-11 de abril de 2013
Punta del Este, Uruguay

IDEAS · SOLUCIONES · ACCIONES

TRANSFORMACIÓN SOSTENIBLE CON LIDERAZGO RESPONSABLE

Conferencia Regional de Petróleo y Gas ARPEL 2013

La tercera edición de la Conferencia Regional ARPEL, tendrá lugar entre el 9 y 11 de abril de 2013 en las instalaciones del Hotel Conrad en Punta del Este, Uruguay.

EL EVENTO BUSCA

- ✓ Analizar el entorno en el que se desenvuelve la industria
- ✓ Profundizar sobre los desafíos y las oportunidades que ella enfrenta para satisfacer las necesidades energéticas de la región
- ✓ Dialogar sobre temáticas estratégicas y emergentes de sostenibilidad
- ✓ Intercambiar experiencias, lecciones aprendidas, mejores prácticas y soluciones que aseguren la mejora continua en la gestión así como en el desempeño operativo, social, ambiental y económico del sector

POR QUÉ ASISTIR

- ✓ Único evento de petróleo y gas verdaderamente latinoamericano organizado por una asociación que agrupa a empresas del sector en la región desde hace 47 años, que en su conjunto representan más del 90% de las actividades de la industria en América Latina y el Caribe
- ✓ Posibilidad de entrar en contacto con más de 500 ejecutivos del más alto nivel de empresas, gobiernos e instituciones
- ✓ Análisis de temas de vanguardia por disertantes de renombre internacional

RESERVE UN LUGAR EN SU AGENDA

Únase a esta importante comunidad de conocimiento y negocios

Por mayor información: www.conferenciaarpel.org | infoconferencia@arpel.org.uy



Congresos y jornadas

Los que se fueron. Los que vendrán

El IAPG marca su presencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnología.

Los que se fueron

El World Shale Latin American Summit 2012 en la Argentina



Como un capítulo latinoamericano del exitoso World Shale Oil & Gas Series, se celebró en Buenos Aires, del 28 al 30 de noviembre el World Shale Series Latin American Summit.

La serie de conferencias especializadas llegó a la Argentina, por las altas expectativas de producir *shale gas* en el país. El IAPG y la Unión Internacional de Gas (IGU, por su sigla en inglés) oficiaron como anfitriones asociados de este congreso de dos días.

Los temas relevantes que se trataron fueron: identificar las oportunidades más atractivas en la industria del *shale gas* en la región, su mejor aprovechamiento, su desarrollo a través de alianzas estratégicas y empresas mixtas; un análisis detallado de estudios de casos exitosos que permitirá determinar los pasos a seguir tras el descubrimiento de un yacimiento no convencional, y la transferencia de tecnología en el entorno operativo de América Latina, entre otros.

Se contó con la presencia de expertos y de inversionistas internacionales, representantes gubernamentales, propietarios de tierras, operadoras y compañías de servicios como representantes de YPF, Pluspetrol, Americas Petrogas y PEMEX; para enfocarse en la industria de no convencionales en la zona. El presidente del IAPG, Ing. Ernesto A. López Anadón, estuvo entre los oradores.

Al cierre de la cumbre, disertaron diferentes exponentes del sector que recalcaron la importancia de la producción local y las grandes expectativas que se tienen en torno a las inversiones extranjeras por el precio del gas.





Cerró con éxito el VI Seminario Estratégico del SPE

Realizada del 6 al 7 de noviembre de 2012, esta sexta edición del seminario estratégico de la Society of Petroleum Engineers, sociedad sin fines de lucro creada hace más de 25 años, buscó reunir, transmitir e intercambiar el conocimiento de la industria.

En esta ocasión el temario del seminario giró alrededor del autoabastecimiento energético, con más de 25 presentaciones; y la destacada presencia y exposición de dos Secretarios de Estado, tres ministros y CEO de empresas que operan en el país, el congreso fue abierto y clausurado por el Ing. Alberto Gil.

De entre sus conclusiones se destacaron las siguientes:

1. Técnicamente la recuperación del autoabastecimiento energético es posible, ya que existen recursos comprobados de magnitud que pueden ser puestos en disponibilidad con tecnologías conocidas y existentes.
2. La demanda creciente, la declinación de la producción de gas y la declinación de las reservas han generado un déficit en permanente crecimiento, cubierto por importaciones de gas natural desde Bolivia, LNG y combustibles líquidos orientados a la sustitución de gas en la generación eléctrica; se busca evitar que esta situación se profundice.
3. Varias empresas han comenzado a evaluar los recursos, denominados no convencionales de la formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina, y D-129 en la Cuenca del Golfo, no solo orientado a gas, sino también a petróleo. Actualmente se está en una etapa muy temprana e inmadura de la curva de aprendizaje requerida para hacer de esta una alternativa técnica y económicamente viable. Las posibilidades no se agotan en estas dos formaciones, y con los estudios necesarios se pueden incorporar otras.
4. El desarrollo de recursos no convencionales requiere de inversiones mucho más importantes que las necesarias para los yacimientos convencionales.

Para viabilizar su desarrollo se requiere de:

- Encararlo a través de la "construcción" de pozos de manera masiva (*clusters*).
- Aumentar la eficiencia de perforación y terminación, bajando los costos sustancialmente.

- Lograr una reducción de los costos de servicios y materiales, abordando la cuestión logística con métodos innovadores y creativos, de acuerdo a los requerimientos de esta nueva tecnología. En este sentido, aparentemente, habría disponibilidad en la Argentina de arena como agente de sostén para ser utilizada en estos emprendimientos.
5. Compartir experiencias entre las compañías puede reducir notablemente el "tiempo de aprendizaje" y los costos. El lanzamiento del desarrollo de yacimientos no convencionales produce requerimientos de capacitación de personal profesional y técnico, servicios de laboratorio en análisis de rocas, geomecánica, microfisuras y otras especialidades. La participación de universidades y organismos de investigación asociados y direccionados a satisfacer los requerimientos de la industria local abren una interesante ventana de colaboración técnica.
 6. Hay pocos proyectos de recuperación asistida de petróleo en yacimientos convencionales. Aumentando el número de proyectos, se pueden mejorar las recuperaciones finales de hidrocarburos de yacimientos convencionales, incorporando un volumen interesante de reservas de petróleo. Habría, además, un campo para el desarrollo de productos y proveedores locales.
 7. La experiencia de PAE en el desarrollo acumulaciones de gas en la Cuenca del Golfo San Jorge rompió con el mito de que esta cuenca no tenía producciones y reservas importantes de gas.



8. Por la cantidad y extensión de las cuencas *offshore* de la Argentina, la actividad en general es reducida, la información es escasa y en varias cuencas casi no hay datos. A excepción de las actividades en la Cuenca del Golfo San Jorge y en la Austral. Se deben intensificar los programas para investigar la existencia de recursos *offshore*.
9. El incremento estimado del consumo de energía eléctrica genera una gran cantidad de requerimientos, no solo de centrales de generación, sino también de líneas de transmisión y de distribución de electricidad. En este campo se necesita realizar una cuantiosa inversión.
10. La caída de la producción de gas ha generado capacidad de transporte ociosa en algunos gasoductos, pero ante un incremento de oferta y demanda, será necesario ampliar la red de transporte. Dadas las inversiones requeridas para el desarrollo y puesta en producción de Vaca Muerta y la incorporación de algún yacimiento *offshore*, es necesario realizar una planificación adecuada y prever la inversión necesaria.
11. Para afrontar el incremento de la demanda de combustibles líquidos se han realizado algunas ampliaciones de las refinerías existentes, pero se torna necesaria la construcción de una nueva refinería, moderna y con elasticidad para elaborar los diferentes crudos que se producen en la Argentina.

Los seminarios estratégicos de la SPE se realizan desde hace 12 años y abordan en cada edición la problemática actual de la industria de los hidrocarburos en el país.

El Emerson Users Exchange hizo foco en el usuario



El Emerson Users Exchange, el gigantesco encuentro que Emerson Process Management desarrolla anualmente para empleados, clientes y representantes de diversas partes del mundo, tuvo su cita de 2012 del 8 al 12 de octubre últimos en Anaheim, California, donde convocó a más de 3.000 personas, y contó con la asistencia de *Petrotecnia*.

Este evento, que busca fin conocer las inquietudes y problemas de los clientes de esta firma dedicada a proveer soluciones para procesos industriales en todo el mundo, puntualizó en esta ocasión en “el servicio como herramienta eficaz para responder a las necesidades más críticas de los usuarios”, en palabras de Steve Sonnenberg, presi-



dente de la empresa, al inaugurar el encuentro que duró una semana. Sonnenberg señaló que el Exchange “es la oportunidad para intercambiar las mejores prácticas de los clientes y especialistas de la compañía”.

Y frente a la profusa cantidad de conferencias y *workshops* ofrecidos cada día, hora por hora en el Anaheim Convention Center, advirtió que “el desafío no será elegir a cuál asistir, sino cuál perderse”.

En tanto, el Director Estratégico de Emerson, Peter Zornio, dejó manifiesto el plan estratégico de Emerson, cuyos pilares son: 1) la solución de problemas, 2) el desarrollo de la confianza para realizar negocios y 3) la innovación tecnológica. Y enumeró las últimas novedades en productos de Emerson, entre ellas las soluciones inalámbricas (*wireless*) que protagonizaron casi todas las exposiciones a lo largo del Emerson Users Exchange, y que son utilizadas, entre otros usos, en los extensos yacimientos de hidrocarburos.

Además, y como se demostró en la exposición realizada paralelamente con las conferencias, en esta edición 2012 del Exchange se desarrolló el concepto de conexiones inteligentes (*smart connections*) para satisfacer las crecientes exigencias de las plantas de los respectivos clientes, que tienen mayores requerimientos para aumentar la disponibilidad, la seguridad y la tecnología de sus instalaciones.

Aumentar la planta de especialistas es otro desafío de la empresa, ya que al decir de Zornio, “no sólo aumentamos los equipos, sino que, además, los hacemos más efectivos y eficientes” y refirió la estandarización de prácticas y herramientas para la ingeniería de proyectos, así como el uso de las tecnologías de comunicaciones globales para localizar talentos y desplegar la *expertise* de Emerson allí donde sea requerida.

De entre los nuevos productos que la empresa expuso en la muestra destacaron la versión 12 de DeltaV, sistema



de automatización digital de procesos de la compañía, que presenta importantes mejoras, como la combinación del sistema SIS (Safety Instrumented System) con la solución de *marshalling* electrónico CHARM (tecnología de módulo de caracterización). Y el “*Mobile Worker*”, tecnología de comunicaciones de voz y video que permite a los trabajadores de planta transmitir, por medio de dispositivos manos libres, información de las instalaciones a expertos localizados en cualquier parte del mundo, a través de wifi, teléfono móvil o conexiones satelitales.

El Emerson Exchange duró cerca de una agotadora semana de conferencias en que se cumplió la predicción inaugural acerca del problema de elegir las conferencias, desarrolladas en simultáneo con otras igualmente atractivas. Y cerró con un dato llamativo: el de mil millones de horas de operaciones *wireless* a través de unos 10.000 sistemas pertenecientes a clientes que utilizan sus sistemas.

La cita del año que viene será en Grapevine, Texas. Hasta entonces, los usuarios del Exchange se mantienen conectados, con intensa actividad y actualización de contenidos e intercambio de datos a través de: www.emersonexchange.org.

Rio Oil & Gas cumplió 30 años de crecimiento



La prestigiosa exposición regional sobre petróleo y gas Rio Oil&Gas realizó su edición número 16 en coincidencia con sus 30 años de existencia, desde su inauguración en 1982.

Realizada en el Riocenter de Río de Janeiro del 17 al 20 de septiembre último, la muestra cubrió casi 40.000 m² con



unos 1.300 expositores provenientes de más de 27 países, que recibieron a unos 55.000 visitantes de todo el mundo, de entre ellos unos 2.300 estudiantes de carreras afines a las de la producción de hidrocarburos.

Una vez más, *Petrotecnia* se hizo presente en el evento.

Un total de 586 trabajos técnicos presentados y unas 30 ruedas de negocios ratificaron la importancia de esta muestra, organizada por el Instituto Brasileiro de Petróleo, Gas y Biocombustibles (IBP) en la que el lema “Innovar y crecer con responsabilidad” estuvo presente en las cuatro plenarias y 24 paneles distribuidos en diversos bloques temáticos.

En efecto, el cuidado del Medio Ambiente fue destacado en cada trabajo y en cada conferencia. Tanto como la innovación tecnológica y la capacitación del personal.

De entre los bloques de temas destacaron: campos maduros *onshore* y *offshore*, reservorios no convencionales, geopolítica, movilidad sustentable, formación de personal, mercado de gas natural, competitividad de la industria petroquímica, seguridad operacional, desenvolvimiento de la producción en el *Pre-Salt*, protección de los océanos, biocombustibles, panorama del mercado de petróleo y derivados, análisis de riesgo, financiamiento para la industria y cadena de valor.

Además, este año se sumó un bloque llamado “Desafíos y escenarios de la industria”, con paneles como formación y calificación de personal, certificación, etc. relacionado con esto, se hizo especial lugar para los jóvenes estudiantes, con concursos de videos.

Las autoridades de la muestra estiman que la Rio Oil&Gas atrajo ganancias turísticas de 44 millones de dólares a la ciudad de Río de Janeiro.



5.º Mes Nacional de la Calidad 2012

El martes 16 de octubre se realizó en el auditorio del IAPG de la ciudad de Buenos Aires, las 5.º Jornada de Celebración del Mes Nacional de la Calidad 2012, “Tecnología, Conocimiento e Innovación, Nuevas fronteras en la Gestión de la Calidad”.

Organizada por la Comisión de Gestión de la Calidad y la Excelencia, se habló del conocimiento como herramienta de innovación, de la innovación por fusión, ejemplo de una metodología prospectiva aplicada en el IAPG y nuevos desarrollos tecnológicos y nuevos desafíos para la calidad.

Como anfitriona ofició Susana Spasaro, Pte. de la Comisión de Gestión de la Calidad y la Excelencia. Las conferencias estuvieron a cargo del Dr. Santiago Malvicino, asesor de gestión del conocimiento y socio director de Episteme gestión del conocimiento y modelos de gestión; del Lic. Adrián Tichno, gerente general INLAB S.A. y del Dr. Gustavo Bianchi, director de Tecnología de YPF – CTA Ensenada.

Wärtsilä trató la generación térmica

Ante un centenar de profesionales del sector eléctrico y representantes de organismos estatales y de dependencias públicas, se realizó el 8 de noviembre último la IV edición del seminario “La generación térmica que viene”, realizada anualmente por la empresa Wärtsilä, compañía finlandesa dedicada a soluciones de generación eléctrica, con presencia en más de 70 países.

En esta oportunidad, la iniciativa estuvo orientada a indagar sobre la flexibilidad frente a la diversidad del mercado local de combustibles, una característica de la industria de generación que se acentuó en los últimos años a raíz de la escasez de gas natural, que obligó a incorporar crecientes cantidades de derivados líquidos –gasoil y fueloil– para garantizar el suministro eléctrico.

El acceso a los combustibles, y en especial al gas natural, será una de las claves del segmento de generación en las próximas décadas, advirtió el Ing. Ernesto Badaraco, especialista en energía eléctrica de reconocida trayectoria, quien fue invitado a brindar unas palabras de apertura. “Durante los próximos 25 años, la industria mundial atravesará una etapa de transición. Por eso, es importante planificar el mediano y largo plazo de manera integral, entre todos los actores del sector, para reconstruir la cadena de responsabilidad sobre el abastecimiento eléctrico”, precisó Badaraco.



El evento dedicó un capítulo al análisis de las perspectivas a mediano plazo del abastecimiento hidrocarburífero.

Paul Smith, director de Desarrollo y Servicios Financieros para América de Wärtsilä, sugirió analizar en detalle las condiciones del despacho de combustibles para generación, tanto a corto como a mediano y largo plazo. “No conviene ignorar los riesgos a la hora de instalar una tecnología. Siempre es mejor proyectar cómo responderá en función de las condiciones en las que opere”, advirtió.

Los que vendrán

5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos

Bajo el lema “Hacia un futuro desafiante”, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) prepara el 5.º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



de Hidrocarburos, que se llevará a cabo en el Centro de Convenciones del complejo City Center de la ciudad de Rosario (provincia de Santa Fe), del 21 al 24 de mayo de 2013.

El congreso, dirigido a expertos, técnicos y estudiantes del sector y estará protagonizado por especialistas de las principales empresas operadoras y de servicios con actividad en el país y en América Latina.

A través de presentaciones de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, se hará foco en las oportunidades y en los desafíos para la industria, que enfrenta incertidumbres como la demanda energética, las tecnologías emergentes y nuevas realidades del abastecimiento energético, en un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos y en pozos, geociencias y economía. El objetivo es ayudar a optimizar la producción y el desarrollo de reservas en un entorno compatible con el Medio Ambiente y la comunidad.

Los participantes tendrán la oportunidad de intercambiar ideas con expertos en diferentes disciplinas, de actualizarse con las nuevas tecnologías requeridas por el escenario actual; obtener un enfoque de soluciones adecuadas que pondere oportunidades, riesgos e impacto económico, y respuestas concretas a las necesidades actuales de crecimiento.

Más información: www.iapg.org.ar

2.º Congreso Latinoamericano y 4.º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente

Los conceptos de “Seguridad”, “Salud Ocupacional” y “Medio Ambiente” (SSOMA), son valores superiores que han acompañado sistemáticamente al desarrollo de la industria petrolera. Los profundos cambios tecnológicos de los últimos años vinculados a la explotación de los recursos hidrocarburíferos y las crecientes



exigencias legales nos plantean nuevos desafíos en materia de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

Consciente de la importancia que el tema presenta, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) tiene el agrado de convocar a todos quienes están directa o indirectamente vinculados con la temática a participar en el 2.º Congreso Latinoamericano y 4.º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la industria de los hidrocarburos, que se llevará a cabo del 26 al 30 de agosto de 2013 en la ciudad de Neuquén.

Más información: www.iapg.org.ar

Se prepara la AOG 2013

Del 7 al 10 de octubre de 2013 tendrá lugar una nueva edición de la Argentina Oil & Gas Expo 2013, la más importante de la industria de los hidrocarburos en la región y que realiza cada dos años por el IAPG.

Y nuevamente, la Expo será el escenario ideal para que la industria se encuentre para concretar negocios, presentar sus novedades e intercambiar experiencias con vistas a las exigencias que el actual contexto dinámico y cambiante propone.

Desde los más diversos puntos del planeta llegarán a Buenos Aires empresas dispuestas a presentar sus nuevas experiencias y tecnologías. Se espera la presencia de empresas y profesionales de Brasil, China, Estados Unidos, Taiwán, Colombia, Bolivia, Venezuela, México, India, además de las cientos de empresas nacionales que en cada edición respaldan la muestra.

Durante cuatro días, La Rural Predio Ferial de Buenos Aires será el lugar donde se reunirán los especialistas, para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueven el mayor volumen de negocios del mundo. Como es habitual, las discusiones relativas al compromiso con el ambiente tendrán un espacio destacado.

Las empresas podrán promover y potenciar sus negocios en este espacio propicio para el intercambio que involucra al conjunto de empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y del gas, y de industrias relacionadas.

Más información: www.aog.com.ar

Conferencia internacional LNG17



La organización del congreso LNG17 sobre gas natural licuado, del que *Petrotecnia* es *media partner*, convoca a la conferencia sobre gas natural licuado que se realizará en Houston del 16 al 19 de abril de 2013.

Pensada exclusivamente para el sector de gas licuado, LNG17 será un evento estratégico tecnológico y comercial para profesionales expertos y comprometidos. Se espera la visita de más de 5.000 profesionales y de 10.000 hombres de negocios provenientes de 80 países. El evento tendrá una zona de exposición de 200.000 m² LNG17 y cuenta con el patrocinio de la Unión Internacional del Gas (IGU), el Instituto Tecnológico

del Gas (GTI) y del Instituto Internacional de Refrigeración (IIR). Como anfitriona, está la Asociación Americana de Gas (AGA, por su sigla en inglés). Más información: <http://www.lng17.org/>

EXPOARPIA 2013

Del 24 al 26 de septiembre de 2013 se realizará, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, EXPOARPIA '13, el 1.º Congreso Argentino de Cromatografía y Técnicas Afines-CACTA, con la V Exposición de Instrumental Analítico y Afines realizado por ARPIA, la Agrupación de Representantes y Proveedores de Instrumental Analítico y Afines.

Este evento se realizará en el Golden Center, Centro Integral de Eventos de Parque Norte y busca difundir la actualidad de la instrumentación científica analítica, inherente a la investigación y desarrollo y al control de calidad en laboratorios de todo tipo.

Está destinado al personal jerárquico de todo nivel, ingenieros de planta, ingenieros de proyecto, gerentes, jefes y personal en general de laboratorios de investigación y desarrollo y control de calidad, entre otros.

Más información: www.expoarpia.com.ar ■



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

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

(54-11) 5352-7777 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

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

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Distinción para la Central Termoeléctrica Genelba

Genelba, la Central Termoeléctrica de Petrobras en la localidad bonaerense de Marcos Paz, fue distinguida con una Mención Especial a la Gestión de los Procesos Productivos en el ciclo 2012 del Premio Nacional a la Calidad.

Este reconocimiento se suma al informe sobresaliente entregado por la prestigiosa compañía Solomon Associates en junio de 2012, que consiste en un estudio que comparó el desempeño de Genelba con el de las mejores centrales termoeléctricas de generación de energía del mundo.

El Premio Nacional a la Calidad fue instituido por una ley de la Nación en 1992 y administrado por la Fundación Premio Nacional a la Calidad, y su autoridad de aplicación es el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

En tanto, Petrobras, a través de Genelba, es la tercera organización premiada entre las "empresas grandes o unidades de negocio de empresas grandes del sector de la energía" y es la primera del sector eléctrico en ser públicamente reconocida.

Esta distinción obtenida se suma, además, a las certificaciones ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001 y SA8000 que ya posee la Central y las menciones a la Mejor Disponibilidad del Parque Eléctrico Argentino y Mayor Confiabilidad de la República Argentina obtenidas durante los últimos años y publicadas por CAMMESA, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

Chevron con la sustentabilidad

Chevron Argentina continúa el proyecto de limpieza y desmantelamiento de un oleoducto en desuso, que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo del yacimiento Estancia Vieja con la Planta de Recepción de Oldelval en Allen, provincia de Río Negro. Hasta el momento, las actividades se concentran en la remoción de la aislación térmica, el pasaje de scraper y la limpieza del oleoducto. En una segunda etapa, se realizará el desmantelamiento del oleoducto y se transportarán los elementos resultantes a otro predio.



En tanto, los esfuerzos de Chevron Argentina por generar y mantener una cultura de la seguridad incluyen: comenzar cada reunión con momentos de seguridad, premiar a las unidades de negocio por su buena *performance* en esta materia, compartir mejores prácticas y lecciones aprendidas, y utilizar evaluaciones de seguridad basadas en el comportamiento de las personas. Su premio "Zero is Attainable" se entrega a aquellas unidades de negocio que completen 1 millón de horas hombre o 1.000 días sin incidentes de tiempo perdido o fatalidades.

Seminario para clientes de Alfa Laval Aalborg

Alfa Laval, empresa internacional dedicada a soluciones de intercambio térmico, separación y manejo de fluidos, ofreció el 20 de noviembre último una capacitación en sus oficinas de la localidad bonaerense de San Fernando.

En el marco del seminario que reunió a colaboradores y clientes de Alfa Laval, el Ing. Víctor Rosa, de Alfa Laval Brasil, presentó las nuevas calderas industriales Alfa Laval Aalborg.

Estas calderas son diseñadas bajo un concepto tecnológico que permite obtener importantes ahorros tanto en el consumo de combustible como también de energía eléctrica y lograr así una generación eficiente de vapor.



Thorsa presenta válvulas que resisten mayor presión

La empresa Thorsa presentó sus nuevas válvulas y el sistema Live Loading para cada rango de operación. La válvula Pressure Seal, para una industria que incrementa los rangos de presión-temperatura, a la vez que se enfatiza en reducir las emisiones fugitivas. Thorsa ha desarrollado





las válvulas Esclusa, Globo y Retención con sistema Pressure Seal, que asegura un sello más eficiente a mayor presión, lo que evita pérdidas entre el cuerpo y bonete. Esta junta, al ser de su propia fabricación, le permite una gran versatilidad de materiales para su construcción compatibilizándolo con el fluido circulante. Y la válvula Clase #2500, que incorpora diseños fundidos y forjados, válidos para válvulas tipo esclusa, globo y retención, aptas para aplicaciones convencionales o especiales, obturadores y asientos con insertos de carburo de tungsteno u otros materiales específicos acordes a cada necesidad. La tapa o bonete presenta diferentes alternativas de diseño: abulonado, soldado o cierre tipo Pressure Seal. Con extremos bridados, roscados, SW o BW y diseñadas bajo las normas constructivas API 600, BS 1873, BS 1868 y API 6D, según el tipo de válvula.

Asimismo, Thorsa incorpora a sus diseños el sistema Live Loading, calculado y desarrollado para cada rango de operación, que permite mantener el conjunto de la empaquetadura pretensada por largos períodos de tiempo, y, de esta manera, aseguran cero pérdidas por el vástago y reducen considerablemente los ciclos de mantenimiento periódicos.

ISO 50001 para Schneider Electric

Schneider Electric, empresa especializada en gestión de energía, obtuvo la certificación ISO 50001 de su sistema de gestión. Las organizaciones que consiguen esta certificación deben trabajar para la mejora del desempeño energético a fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tales como CO₂ y cualquier otro impacto ambiental relacionado al uso de la energía. La nueva norma ISO 50001 define los requisitos para el desarrollo, implementación, mantenimiento y mejora de los sistemas de gestión de la energía. Ofrece a las organizaciones la posibilidad de mejorar la eficiencia energé-



ca de los edificios comerciales e industriales, optimizar su uso y reducir sus costos de operación.

Este nuevo logro de Schneider se suma a los ya obtenidos, integrándose perfectamente al sistema de gestión certificado bajo las normas ISO9001:2008, ISO14001:2004 y OH-SAS18001:2007. Estas certificaciones refuerzan el compromiso con la mejora continua de la eficiencia energética, que reduce el impacto ambiental.

Schneider Electric explica que ha asumido un fuerte compromiso con el Medio Ambiente y el desarrollo sustentable, al tiempo que continúa desarrollando productos y soluciones que les permitan a los usuarios optimizar el uso de la energía reduciendo los costos operativos o relacionados.

Jornada de “Industria e Innovación Tecnológica” de CH2M HILL

CH2M HILL Argentina, compañía internacional dedicada a la ingeniería y construcción, realizó recientemente la jornada de –Industria e Innovación Tecnológica–, en ingeniería que se llevó a cabo el 15 de noviembre en el marco del V Congreso de Políticas de Ingeniería 2012, organizado por el Centro Argentino de Ingenieros, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Fue coordinada por el Prof. Israel Mahler y el Ing. Juan Carlos González, y contó con la presencia de destacados especialistas y autoridades, que abarcaron temáticas relacionadas a la evaluación de actividades de desarrollo y transferencia en el sistema científico y tecnológico; la industria alimenticia y la biotecnología; la industria del plástico y los materiales compuestos; los parques industriales y la industria de la energía.

Los objetivos de la jornada apuntaron a promover la inversión en I+D+i (investigación, desarrollo, innovación) a nivel público y privado, en un horizonte de 1,5% en cuatro años; fomentar la enseñanza técnica y las carreras de ingeniería; aumentar la integración entre el sistema productivo y el aparato científico-técnico argentino; y analizar los aportes de la ingeniería al Plan Industrial 2020.



La innovación tecnológica constituye uno de los pilares en la competitividad regional y global con fuerte impacto en el empleo y la productividad. En esta oportunidad se la abordó desde cuatro ejes temáticos:

1. La educación técnica como pilar indispensable en la formación de recursos humanos calificados para la industria.
2. La industria alimenticia y la biotecnología como áreas clave de generación de valor agregado y empresas de gran reconocimiento.
3. La situación y oportunidades de la industria del plástico y los materiales compuestos.
4. Las posibilidades de cada uno de los sectores de la industria de la energía.

Nueva carrera de Ingeniería en Petróleo con acuerdo de YPF

En su tercer año de actividad, la Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ) cerró las inscripciones para el ciclo lectivo 2013 con más de 5.000 inscriptos, entre los que se destacan 68 futuros alumnos que inaugurarán la carrera de Ingeniería en Petróleo.

Según datos que surgen de las encuestas realizadas por la UNAJ, de entre los inscriptos en Ingeniería en Petróleo, el 44% había pensado en elegir otra carrera. La misma encuesta refleja que el 37% de los 68 inscriptos manifestó haberse inclinado a la carrera por su interés en la temática y por conocer la importancia de “dotar de profesionales a YPF”, desde su renovado estatus nacional.

La creación de este espacio académico destinado a formar futuros ingenieros en petróleo surge del acuerdo de colaboración suscripto con el Ministerio de Educación de la Nación y del convenio alcanzado entre la Fundación YPF y la UNAJ.

La creación de la carrera de Ingeniería en Petróleo le permite a la UNAJ, a partir de 2013, ser la primera universidad nacional del conurbano en ofrecer esta carrera. De los 5.255 inscriptos que captó la universidad para el 2013, el 51,3% residen en Florencio Varela, el 21,4% en Berazategui, el 19,7% en Quilmes, el 4,4% en Almirante Brown y el resto, en otros partidos vecinos.

A partir del convenio con la Fundación YPF, la UNAJ podrá trabajar también en actividades de investigación aplicada al desarrollo energético nacional y de la industria del petróleo y del gas y ampliar la oferta académica.

Este desarrollo académico se enmarca en la misión de la Fundación YPF: Educar para la Energía, un rumbo estratégico que busca, entre otras metas, crear y actualizar tecnicaturas, carreras de grado y posgrado vinculadas con la energía.

La carrera de Ingeniería en Petróleo se cursará en el predio donde funcionaron hasta 1994 los laboratorios de YPF, con la recuperación y puesta en valor de este histórico edificio situado en Florencio Varela.

30.º aniversario de la planta de Dow Argentina

Dow Argentina, empresa química con 55 años de trayectoria, celebra este año los 30 años de su Planta de polioles y derivados en Puerto General San Martín, Santa Fe. Allí se produce una amplia gama de productos que se utilizan en múltiples



industrias y procesos: como materia prima para la producción de espumas –usadas en la fabricación de colchones, asientos para autos, suelas de calzado, etc.–, en la manufactura de pinturas, para refrigeración, y en la industria petrolera, entre muchas otras aplicaciones.

En el marco de este aniversario, Dow presentó una nueva tecnología de última generación –Fresh Comfort™– que permite el desarrollo de espumas de poliuretano flexibles para colchones más refrescantes porque proporcionan un pasaje de aire dos veces mayor que las espumas tradicionales.

La pyme MaqTec ganó el Premio Tenaris

Tenaris y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica anuncian los ganadores de la octava edición del Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino, que apunta a promover el desarrollo tecnológico de las pymes industriales argentinas. En esta oportunidad, el primer premio fue para MaqTec por su proyecto “Máquina Cosechadora de Limones” y el segundo lugar fue para Remolques Ombú S.A., por su trabajo “Recolector y Compactador de Residuos Urbanos”. El jurado estuvo integrado por Alfredo Boselli (Comisión Nacional de Energía Atómica), Francisco Garcés (Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica) y Juan Carlos González (Tenaris).

MaqTec es una pyme de Venado Tuerto, Santa Fe, que desde el año 2000 desarrolla y fabrica maquinarias para el mercado frutihortícola. En el marco del certamen, la empresa fue premiada con \$90.000 para desarrollar la primera máquina cosechadora de limones en el mundo. La empresa, que ya fabrica cosechadoras para otros frutos, presenta en esta oportunidad un desarrollo que procura automatizar un sistema de recolección que permitirá a MaqTec constituirse en un referente del sector, tanto a nivel local como internacional, y lograr un continuo crecimiento económico al acceder a nuevos mercados.

Por su parte, la pyme Remolques Ombú S.A, empresa de acoplados y semirremolques, recibirá \$30.000 para el desarrollo de un equipo recolector y compactador de residuos urbanos que busca unificar la eficiencia en el transporte con una compactación homogénea.

El Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino premia desde 2005 los mejores proyectos de desarrollo tecnológico de pymes industriales argentinas, vinculados a los sectores metalmeccánico, energético, petroquímico, minero, autopartista y siderúrgico. El objetivo es promover el desarrollo tecnológico de pymes industriales y fomentar la vinculación del sistema científico-tecnológico con el sector productivo. ■

Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Digesto de Legislación de Hidrocarburos

Digesto de Legislación de Gas

versiones on line



*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

www.iapg.org.ar - digestos@iapg.org.ar

NOVEDADES DEL IAPG

Lanzamiento de la Biblioteca Universitaria de Petróleo y Gas en Neuquén



El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) junto con la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue (UNCOMA) han establecido un convenio patrocinado por la empresa Apache Argentina, con el fin de promover el Proyecto Biblioteca Universitaria de Petróleo y Gas (BUPG).

Este proyecto, con fecha de inauguración el 12 de diciembre a las 11.00, tiene como objetivo poner todos los recursos de información disponibles en la Biblioteca del IAPG al alcance de instituciones educativas de nivel terciario y universitario, donde se dictan carreras relacionadas con la industria de los hidrocarburos en todo el país y, especialmente, en las regiones de mayor actividad de esa industria.

El sitio seleccionado para la inauguración fue las instalaciones de la Biblioteca Central de la Universidad Nacional del Comahue, con la presencia de representantes del IAPG y de Apache; las autoridades de la Universidad del Comahue a través de su rectora, Prof. Teresa Vega; su secretaria académica, Mg. Marina Barbabella; las autoridades de la Facultad de Ingeniería, el decano Ing. Daniel Bocconera y el Secretario de Extensión e Investigación, Ing. Jorge Chiementon; docentes y el personal de la Biblioteca Central.

La BUPG está dirigida a docentes, estudiantes y profesionales de la industria y fue creada a través de un convenio coordinado por el IAPG y patrocinado por Apache Argentina.

El acceso a los recursos bibliográficos se concreta por dos vías: la conformación de módulos de consulta en la sede de las universidades participantes y la prestación de servicios a distancia desde la sede del IAPG.

La contribución de Apache Argentina ha permitido la instalación de un módulo de consulta en la Biblioteca de la UNCOMA conformado por libros, revistas y otras fuentes bibliográficas entregadas en comodato a la Universidad. De este modo, estudiantes y docentes cuentan con acceso directo a

materiales especializados que pueden consultar en la sede de su propia biblioteca universitaria.

Desde esa sede pueden acceder además, a través de Internet, a servicios especialmente diseñados para este proyecto: consultas asistidas con asesoramiento del personal de la biblioteca del IAPG, acceso a documentos digitalizados (restringido a bibliotecas participantes), provisión de documentos y préstamos interbibliotecarios.

La Biblioteca del IAPG aporta a este proyecto un valioso fondo bibliográfico constituido en sus 55 años de historia y actualizado permanentemente y un sistema digitalizado de gestión que permite la consulta a través de Internet.

La Base de Datos Bibliográfica accesible *online* contiene más de 60.000 libros, artículos de revistas, trabajos presentados a congresos, boletines estadísticos, normas técnicas, digests de legislación y otros materiales impresos o editados en soporte digital. Una colección digital integrada por más de 4.000 documentos bibliográficos permite acceder a textos completos de materiales editados por el IAPG.

El acuerdo que reúne a Apache con el IAPG y la universidad del Comahue se inscribe en el marco de una política de reciprocidad entre empresas y universidades, llevada adelante por el IAPG con la colaboración de sus empresas asociadas, destinada a colaborar con la formación de futuros profesionales que desarrollarán sus actividades en las industrias del petróleo y del gas.



Segunda fase del Programa de Certificación de Oficios en la Seccional Comahue

El 8 de octubre último se realizó en las instalaciones de la Universidad Tecnológica Nacional, en Cutral C6 (Neuquén) la presentación del Programa de Certificación de Oficios, Fase II. En el acto se contó con la presencia de autoridades como la vicegobernadora del Neuquén, Ana Pechen; y los intendentes de las ciudades de Cutral C6 y Plaza Huincul; así como con representantes de la Legislatura neuquina, Miembros de las Regio-



Exitoso paso del IAPG por Tecnópolis

El 11 de noviembre cerró la edición 2012 de la feria de Tecnópolis, y con ella, el stand en que el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) pudo difundir a los más de 918.600 visitantes que se acercaron, cómo funciona la industria del petróleo y del gas, con una serie vistosa de atractivas explicaciones y animaciones.



Silvia Otaño (diputada provincial) Prof. Mgt. Pablo Girón (Sec. de Cultura y Extensión Universitaria de la UTN), Dr. Roberto Villa (Comisión Directiva del IAPG Seccional Comahue), Carlos Postai (Gerente IAPG Seccional Comahue), Dr. Pablo Liscovsky (Decano de la Facultad UTN Confluencia), Dra. Ana Pechen (vicegobernadora de la Provincia del Neuquén), Ramón Riosco (Intendente de la Ciudad de Plaza Huincul), Ing. Héctor González (Presidente de la Comisión Directiva del IAPG Seccional Comahue) e Ing. Carlos Carrizo (vicepresidente de la CD del IAPG Seccional Comahue).

nales Confluencia y Bahía Blanca de la Universidad Técnica Nacional, representantes de las empresas del Comité Asesor Regional Interempresario y de la Sub Comisión de Calidad; así como de la Comisión Directiva del IAPG Seccional Comahue.

Fue precisamente esta seccional la que tuvo a cargo el desarrollo del proyecto, que en esta etapa se ocupa de certificar el oficio de mecánico.

Tras la presentación del Programa, se procedió a realizar una recorrida por el taller de prácticas montado con material provisto por las empresas socias del IAPG, se comentó que la inversión en equipamiento de tan notable calidad es de enorme importancia y que al pasar a ser de la UTN Regional queda al servicio de toda la comunidad. Con el brindis final, se dio por inaugurado el Programa.



Sala de prácticas.



El stand abrió sus puertas junto con la muestra, el 14 de julio, y fue visitado de martes a domingos y feriados, de 12 a 20 horas, con un promedio de 7.720 personas por día.

El sitio estaba dividido en secciones que abarcaban imágenes de los pioneros, de los hitos de la industria, de cómo se extraen los hidrocarburos convencionales y no convencionales, y, finalmente, de cómo afectan el petróleo y el gas nuestras vidas diarias.

Unos 12 guías especializados brindaron a los visitantes, durante todos estos meses, toda la información y explicación de los objetos de la industria que se podían ver allí.

- Túnel de acceso: Institucional.
- Sector 1: "Los pioneros de la industria".
- Sector 2: "La industria del petróleo y el gas".
- Sector 3: "El petróleo y el gas en nuestras vidas".
- Aula educativa: "Uso racional y eficiente de la energía".

Precisamente en esta aula educativa, se impartieron, al mismo tiempo, charlas sobre el uso racional y eficiente de la energía; y se realizaron visitas guiadas a grupos escolares.

Además, se ofrecieron talleres educativos con soporte audiovisual los sábados, domingos y feriados, a razón de cinco por día, a partir de las 14.00. Estos talleres duraban 30 minutos, aproximadamente, y se realizó un total de 170, con 8.500 personas de público total que asistió a ellos, sobre todo estudiantes y familias que se interesaron sobre un uso responsable de la energía.

En el stand también se reproducían seis videos informativos sobre el origen y la extracción del petróleo y el gas; el



transporte del petróleo; el transporte del gas; los yacimientos no convencionales, y se podían apreciar una fotonovela que ilustra la presencia de los hidrocarburos en la vida cotidiana y una muestra audiovisual del uso racional y eficiente de la energía. Como si todo lo anterior fuese poco, para entretenerse se dispusieron pantallas táctiles con varios juegos interactivos.

El IAPG contó para esta iniciativa con el patrocinio de las empresas Apache Argentina, Pluspetrol, PAE, Medanito, Total y Tecpetrol; todas ellas priorizaron la importancia de difundir las vastas actividades de la industria de los hidrocarburos, así como su importancia en la vida cotidiana de todas las personas.

Un año productivo para el Programa del Uso Eficiente de la Energía



El año que termina fue ajetreado para el Programa de Uso Eficiente de la Energía en establecimientos educativos para los alumnos de escuelas primarias de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Bajo el lema “Enseñar a los chicos para influir en los grandes”, el IAPG continuó las clases de concientización de escolares para promover un uso responsable y sustentable de la energía.

Con el fin de inculcar en las nuevas generaciones la importancia de la eficiencia energética, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) dio comienzo a una de sus acciones destinadas a generar una reflexión global sobre el uso eficiente de la energía y sobre el desarrollo sustentable.

Se trata del programa de Uso Eficiente de la Energía en Establecimientos Educativos para Alumnos de Escuelas Prima-



rias, creado en un convenio marco suscripto con el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y el Instituto, cuya finalidad fue establecer una relación de cooperación, coordinación e intercambio recíproco para tareas de investigación, desarrollo, promoción y educación que generen un cambio sustentable desde los niños hacia el resto de la sociedad. Esto se realizó a lo largo del año en varios establecimientos porteños ante la presencia de representantes del Ministerio de Educación del Gobierno porteño –del Programa Escuelas Verdes–, y de las autoridades y maestros de los respectivos establecimientos educativos que asistieron a una clase de instrucción y participaron de las actividades propuestas.

A través de un sistema de fichas con ejercicios y actividades lúdicas, se instruyó a los niños sobre el uso eficiente de la energía, de los recursos energéticos no renovables generados en la Argentina (petróleo y gas), de las energías renovables y del ahorro energético.

Los alumnos aprendieron herramientas con las que luego podrán transmitir los conocimientos adquiridos a sus padres, familiares y a todo su entorno directo, ya que el lema de este programa, como vimos, es “Enseñar a los chicos para influir en los grandes”.

El IAPG tuvo su *stand* en Expoindustria Petróleo y Gas

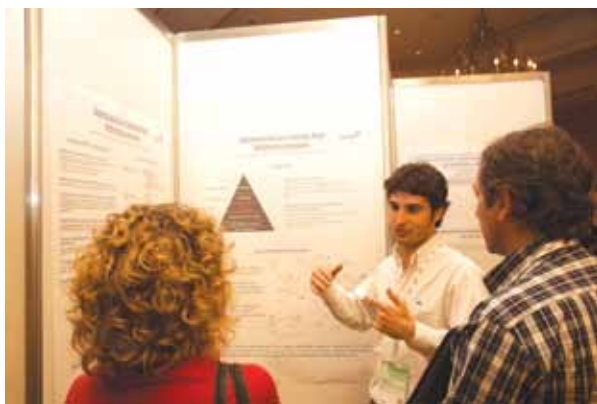
El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) difundió sus actividades desde el *stand* en la Expoindustria Petróleo y Gas, la exhibición organizada por YPF SA junto con la cadena



de valor de la industria, desarrollada del 5 al 7 de diciembre en el predio ferial de Tecnópolis, y en la que expusieron ministros, científicos y académicos.

La Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, primer año de trabajo

El año 2012 fue ininterrumpido para la flamante Comisión de Jóvenes Profesionales (CJP) del IAPG, el promisorio grupo creado para los ingenieros, licenciados y técnicos que ya han terminado sus estudios y que se han insertado en el mundo laboral del petróleo y del gas, donde se hallan transitando sus primeros años.



A través de animados encuentros, han discutido la actualidad laboral de sus empresas, el papel del joven profesional, han generado ciclos de conferencias dedicadas a su rango etario-profesional, han integrado las comisiones tradicionales del Instituto; y ya han encarado planes que los llevan a un mayor protagonismo en las actividades de congresos para 2013.

La idea de crear la comisión surgió en el 2011, tras la realización de una jornada con escuelas técnicas de Buenos Aires en el marco de la AOG. En aquella oportunidad, las empresas participaron con jóvenes profesionales que guiaron a los estudiantes por la exposición respondiendo a sus dudas y consultas acerca de la industria y de la profesión del ingeniero.

La proactividad demostrada en esa oportunidad por los participantes hizo necesario generar este espacio de encuentro



para el grupo de ingresantes a la industria. De esta manera, nació este año la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, que generó el ámbito multidisciplinario para quienes inician sus actividades en el sector del petróleo y del gas, con el objetivo de intercambiar ideas, información y experiencias a través del desarrollo de acciones de interés común. Hoy, todas las empresas socias del IAPG pueden participar con un representante y sumarse con sus jóvenes profesionales a las diversas actividades que se emprenden.

Además, la CJP se constituyó como grupo representante de la Argentina en Youth Committee del World Petroleum Council; y sus miembros concurren a los congresos organizados por el IAPG como asistentes o incluso en papeles activos.

De esta manera, se consolidó un grupo representativo para la industria de los hidrocarburos nacionales, que acercará a las nuevas generaciones con los profesionales consagrados y tratará temáticas centrales para quienes comienzan a transitar su carrera. Durante el siguiente año, las actividades previstas incluyen investigaciones temáticas conjuntas, presentaciones en congresos, la organización de un día dedicado a los jóvenes en el marco de la AOG 2013 y la apertura de sucursales en las sedes del IAPG del interior del país. ■

NOVEDADES DESDE HOUSTON

Actividades del tercer trimestre en IAPG Houston

El IAPG Houston realizó un balance de sus últimas actividades. Según su flamante presidente, Amalia Oliveira-Riley, en el último trimestre del año 2012, "el IAPG Houston ha tenido una exitosa temporada de eventos, con dos presentaciones de alto interés".

En efecto, en octubre, Juan Garoby, Director de Recursos No Convencionales de YPF, expuso sobre el "Plan de crecimiento de YPF, un nuevo paradigma en el negocio del petróleo y gas en la Argentina". El evento atrajo una numerosa audiencia que superó los 120 asistentes. A continuación, Garoby y su equipo de especialistas en asuntos legales y logística se refirieron en los talleres de trabajo a los desafíos técnicos y de logística para el desarrollo de la Formación Vaca Muerta, en la provincia del Neuquén.

Por su parte, en noviembre, Amalia Sáenz, abogada de Brons & Salas, presentó un resumen del marco regulatorio en la Argentina y de los eventos de 2012 en el sector energético, con una visión que apuntaba a 2013. Este evento fue organizado en conjunto con la AIPN (Association of International Petroleum Negotiators).

Para el 5 de diciembre se organizó el cóctel de fin de año en el acostumbrado restaurante Tango & Malbec, de Houston, donde se probaran especialidades y vinos argentinos. ■

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Abb	69	Metalúrgica Siam	44
Aesa	13	Nabors International Argentina	37
Antares Naviera	36	Norpatagonica Lupatech	12
Aog	93	Oil Combustibles	87
Arpel 2013	107	Pan American Energy	Retiro de tapa
Buhlmann Argentina	35	Petrobras	61
Bureau Veritas	71	Petroconsult	70
Compañía Mega	19	Proilde	77
Digesto de Hidrocarburos	117	Registros de Pozos	103
Electrificadora Del Valle	45	Schlumberger Argentina	9
Emerson	47	Servotec	95
Enarsa	43	Skanska	33
Ensi	39	So Energy	49
Foro IAPG	79	Techint	65
Gasmarra Energy	26	Tecna	29
Giga	113	Tecpetrol	15
Halliburton Argentina	31	Total	7
Ibc- International Bonded Couriers	67	Transmerquim Argentina	Contratapa
Iph	60	V y P Consultores	51 y 113
Jhp International Petroleum	Retiro de contratapa	Wärtsila Argentina	27
Jose Nicastro	30	Zoxi	20
Kamet	21		
Lng 2013	89		
Lufkin Argentina	55	Suplemento estadístico	
Marshall Moffat	23	Industrias Epta	Contratapa
Martelli Abogados	28	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Medanito	18	Texproil	Retiro de contratapa



HACIA EL FUTURO

- BUSCAMOS OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN UPSTREAM
- FUSIONES Y ADQUISICIONES
- FARM IN Y ASOCIACIONES
- INVERSIÓN EN TITULOS
- SWAP



jhppetroleuminternational.com



JHP INTERNATIONAL PETROLEUM ENGINEERING LIMITED

Ciudad de Buenos Aires, Argentina: Bouchard 710, Piso 10°, Of. 19 (C1106ABL)

Ciudad de Salta, Argentina: Los Cebiles 100 (A4408JYB)

Tel: +54 387 4398484

Email: xn.zhong@petroap.com

SUPERAMOS SUS EXPECTATIVAS



Por casi tres décadas, GTM ha sido el distribuidor líder de productos químicos, materias primas y servicios de logística en América Latina.

Con presencia en 13 países en Latinoamérica y oficinas de suministro en Estados Unidos y China, mantenemos una extensa red de abastecimiento, distribución e instalaciones logísticas.

GTM provee a sus clientes una extensa gama de productos para el sector de petróleo y gas, además de servicios de mezcla y envasado para un amplio rango de sectores industriales como pinturas y lacas, agricultura,

construcción, minería, productos farmacéuticos, tratamiento de aguas, cuidado personal y alimentos, entre otros.

Ofrecemos un canal eficiente para comercializar productos de renombrados proveedores a nivel mundial, regional y local, al tiempo que nos comprometemos con los más altos estándares internacionales de operación y seguridad.

Nuestra creatividad, velocidad de respuesta y el compromiso de nuestra gente colaboran en la resolución de problemas para erigir y consolidar exitosamente su negocio.



SU SOCIO DE CONFIANZA
EN AMÉRICA LATINA

WWW.GTM.NET