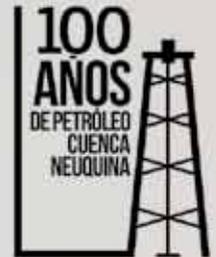


PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LIX - 6 | 2018

6 | 18

AOG Patagonia



6 / 2018

Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LIX N° 6



Media sponsor de:



6to Congreso Latinoamericano y 6to Nacional de AAO
Seguridad, Salud Ocupacional
y Ambiente en la Industria
del Petróleo y del Gas



5to Congreso AAOR
Producción
y Desarrollo
de Reservas

5 y 6 de Noviembre 2018
Buenos Aires, Argentina

2012 DESARROLLO
Y VACA MUERTA

YPF



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

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

Pan American
ENERGY



Un nuevo año concluye, un año lleno de desafíos pero también de oportunidades, en el que desde el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas hemos buscado aportar una visión técnica a esta industria que, en toda su cadena de exploración, producción, tratamiento, transporte y distribución, refino, estaciones de servicio, servicios de ingeniería y construcción, fabricación de productos, no solo es sostén de muchas economías regionales, sino que también da empleo a lo largo y ancho del país.

Durante este año, que cumple 100 años el descubrimiento del petróleo de la Cuenca Neuquina, hemos atravesado importantes momentos, desde afrontar el exitoso congreso de Refinación hasta realizar una exitosa Argentina Oil & Gas Patagonia expo, la más concurrida de que se tenga memoria. En ella se puso de relieve la fuerza de toda la industria, incluso la fuerza del convencional.

Ha sido un año de acompañar a este sector, el de los hidrocarburos, que tendrán un rol fundamental para la sustentabilidad de los sistemas energéticos, por su abundancia, flexibilidad y costos, que permiten que cada vez más personas tengan energía.

Después de más de 100 años de explotación, nuestras cuencas productivas se han tomado maduras. Este hecho se refleja en la caída constante de la producción tanto de gas como de petróleo. En el mediano y largo plazo hay mucho por hacer aún en estas cuencas. Mejorar la recuperada final por pozo es una de las alternativas posibles, que se logrará aplicando nuevas tecnologías y prácticas. Además será preciso mejorar sustancialmente los costos de explotación y desarrollo para que proyectos o pozos que hoy son inviables se vuelvan viables en el futuro.

No querría terminar sin mencionar un importante paso que ha dado el gobierno argentino al anunciar su adhesión –cuya aceptación fue anunciada a la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) y que el IAPG acompaña– del que ya participan más de 40 países. Esta iniciativa permitirá a los ciudadanos evaluar los aportes que a través de los impuestos el sector hace a la Nación y también visualizar el destino que la Nación otorga a dichos fondos.

Estos son los temas y los desafíos que tenemos para 2019 y que trataremos en nuestras diversas actividades, como en la AOG y en el 7 congreso de Producción y desarrollo de reservas, que llevaremos a cabo el año entrante.

Esperemos que, entre todos, encontremos el camino adecuado que nos lleve a convertir esta oportunidad en riqueza para el país.

¡Hasta el año próximo!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

AOG Patagonia

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico



Tema de tapa

10 AOG Patagonia 2018: una expo por todo lo alto

Por Redacción de *Petrotecnica*

La expo, realizada en Neuquén, mostró lo mejor de la industria y tuvo récord de asistencia.

16 Conclusiones de las Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas

Por *Nino Barone* (Presidente del Comité Organizador de las Jornadas)

Un repaso por las principales lecciones que dejó la actividad académica realizada en el marco de la AOG Patagonia 2018.

20 Técnicas de completación. SRV optimizado en terminaciones No Convencionales

Por *Daniel Rojas* y *Pablo Chiaraviglio* (Stage Completions)

Este trabajo sobre *Stimulated Rock Volume* (SRV) ha sido presentado en el *Workshop* de Técnicas de Completaciones No Convencionales, una exitosa jornada realizada en el marco de la AOG Patagonia 2018.

34 Tecnologías de tapones solubles y tecnologías de fibra óptica combinada con *coiled tubing*

Por *José Vielma*, *Alejandro Chacón* y *Esteban Ariel Pach* (Halliburton)

Este trabajo realizado por una empresa de servicios con soluciones para la terminación de pozos fue presentado en el *Workshop* de técnicas de Completaciones No Convencionales.

Trabajo técnico

42 La productividad de pozos en Vaca Muerta cerca de alcanzar la del Permian

Por *Ruy Riavitz* y *William Hitters* (Kosmos & Luxmath)

La productividad de los pozos petroleros en la formación que se halla mayormente en Neuquén está cerca de alcanzar la del Permian.





48 Aislaciones térmicas en tuberías de ERFV y acero para el control de parafinas, hidratos y crudos pesados

Por *Miguel Ariagno* (Patagonia Shale Services)

La industria desarrolla soluciones para mantener el flujo de transporte de hidrocarburos seguro, en ocasión de bajas temperaturas.



58 Por qué renovar la heladera: eficiencia energética de refrigeradores

Por *Ángel Bermejo* y *Jorge Fiora* (Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI-Energía); y *Salvador Gil* (Universidad de San Martín – UNSAM)

Auditorías energéticas realizadas en hogares de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires indican que las heladeras representan el 24% ($\pm 10\%$) del consumo residencial y aproximadamente el 8% del consumo total eléctrico del país.



68 Producción de diésel de ultra azufre con baja inversión utilizando catalizador másico

Por *Luis Miguel Rodríguez Otal* (Albemarle Corporation)

En este trabajo se estudian las opciones para lograr el objetivo con resultados exitosos al aplicar el catalizador másico.

78 Corrosión en condensador interetapa en torre de destilación al vacío

Por *Ricardo Julián Filace*, *Alejandra Hidalgo* y *Alexander Bischoff* (YPF S.A., Complejo Industrial La Plata)

Este trabajo fue seleccionado del 5º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, realizado por el IAPG en agosto 2018 (Mendoza). Se presenta un problema de corrosión en un condensador de primera etapa en una unidad de destilación al vacío.

Actividades

86 Congresos y Jornadas

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

90 Novedades de la Industria

100 Novedades del IAPG

Actividades

102 Cursos de actualización 2019

Aquí encontrarás los cursos profesionales y especializados más prestigiosos de la industrial.

106 Índice de anunciantes



Petrotecnica 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.petrotecnica.com.ar

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Jorge M. Buciak, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl,

Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese,

Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LIX N° 6 - 2018

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.000 ejemplares

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1600

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2018-2020

CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocal Titular

Vocal Suplente

Revisor Cuentas Titular

Revisor Cuentas Suplente

EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

SHELL C.A.P.S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

NATURGY BAN S.A.

SIDERCA S.A.I.C.

BOLLAND y CIA. S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

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

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

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

PLUSPETROL S.A.

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

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A.

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

MEDANITO S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

LITORAL GAS S.A.

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A- EVANGELISTA S.A. (AES)

CESVI ARGENTINA S.A.

PALMERO SAN LUIS S.A.

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

SOCIO PERSONAL

Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Sra. Anabel Perrone

Lic. Teófilo Lacroze

Ing. Rodolfo Eduardo Berisso

Ing. Horacio Carlos Cristiani

Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Mariano Gargiulo

Ing. Horacio Turri

Cdor. Gustavo Albrecht

Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma

Dr. Dante M. Ramos

Cdor. Javier Gremes Cordero

Ing. Daniel Alejandro Ridelener

Ing. Luis Edgardo Fredes

Lic. Pablo Alejandro Chebli

Ing. Germán Patricio Macchi

Ing. Sergio Mario Raballo

Lic. Valeria Soifer

Lic. María Carmen Tettamanti

Ing. Gabriela Prete

Ingr. Fernando Rearte

Ing. Daniel Aníbal De Nigris

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Eduardo Tapia Alwayay

Lic. Walter Cristian Forwood

Ing. Margarita Esterman

Ing. Diego Amante

Lic. José Antonio Esteves (hijo)

Dr. Santiago Marfort

Ing. Miguel Ángel Torilo

Ing. Fernando Caratti

Ing. Ricardo Alberto Fraga

Sr. Armando Roberto Losón

Ing. Martín Emilio Guardiola

Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Sr. Marcelo Horacio Luna

Cdor. Jorge Tomsin

Sr. Nino D. A. Barone

Alternos

Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles

Ing. Fernando José Villarreal

Ing. Martín Yáñez

Sr. Diego Schabes

Sr. Alejandro Kletzky

Sra. María Inés Sainz

Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín

Lic. José Luis Fachal

Dra. Gabriela Roselló

Sr. Horacio Pizarro

Ing. Guillermo M. Rocchetti

Cdor. Rubén de Muria

Sr. Mario Yaniskowksi

Sr. José Alberto Montaldo

Ing. Daniel A. Santamarina

Sr. Edgardo Russo

Sr. Juan Pablo Vanini

Ing. Jorge M. Buciak

Ing. Patricia Laura Carcagno

Sr. Rodrigo Espinosa

Sr. Luis Corti

Sr. Héran Stockman

Sr. Damián Ciaccia

Dr. Diego Saralegui

Sr. Miguel Pesce

Ing. Héctor Denis Pi

Ing. Diego Grimaldi

Cont. Ricardo Armando Rodríguez

Ing. Federico Antonio Stopar

Geól. Mariano González Rithaud

Ing. Adrián Marcelo Burtnik

Ing. José María González



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

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

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

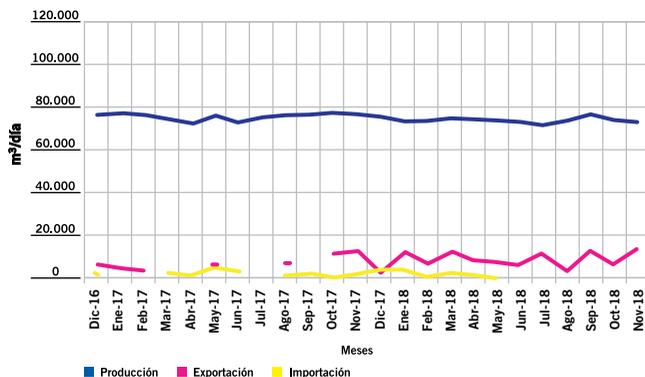
YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

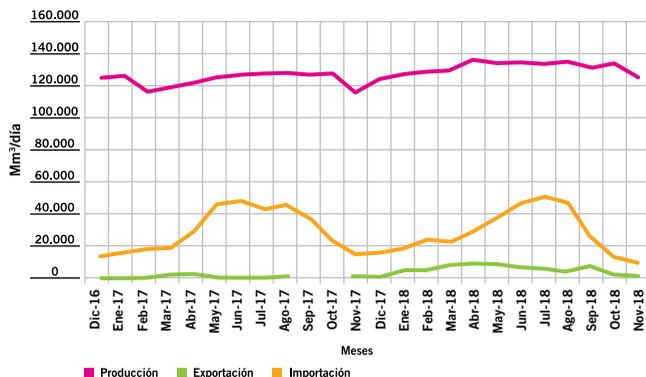


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

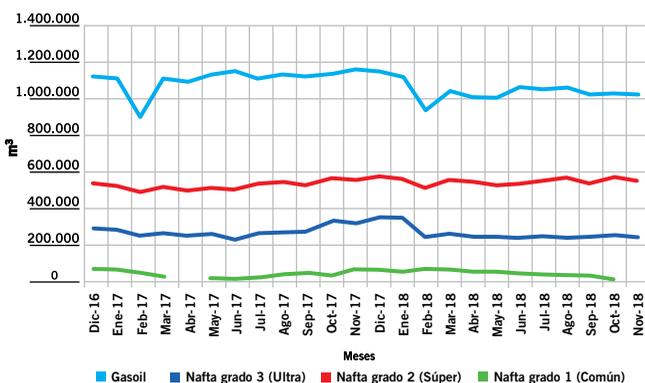
Producción de petróleo vs. importación y exportación



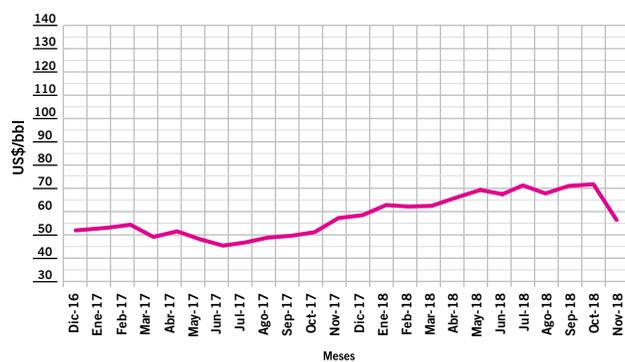
Producción de gas natural vs. importación y exportación



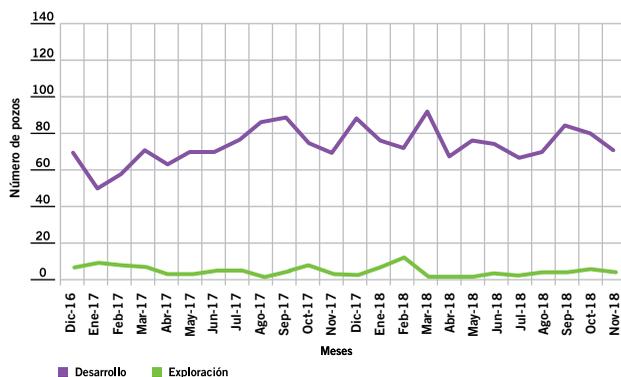
Ventas de los principales productos



Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY



Tema de tapa

AOG Patagonia 2018: una expo por todo lo alto

Por Redacción de *Petrotecnia*



La expo, realizada en Neuquén, no solo mostró lo mejor de la industria, sino que tuvo récord de asistencia.

La AOG Patagonia 2018, celebrada en la ciudad del Neuquén del 3 al 5 de octubre último, fue mucho más que la tradicional muestra de la industria acerca de los avances en tecnología y productos, realizada *in situ*, en el corazón de la actividad hidrocarburífera argentina.

En efecto, la expo se transformó en un poderoso encuentro entre los que conforman la industria del petróleo y del gas en cada una de sus etapas (*upstream, midstream y downstream*), que al realizarse en una de las cuencas productivas, protagonista indiscutible del desarrollo no convencional, tuvo un efecto multiplicador.

Con una cifra récord de más de 8.000 visitantes, la muestra, realizada durante tres días en el espacio DUAM de la capital neuquina, contó con un despliegue de más de 150 empresas expositoras en los 4.000 m² del predio, incluyendo máquinas y *trailers* que completaron un despliegue a la altura de las mejores muestras del mundo.

Durante esos días, el público llenó los salones desde las 15 hasta las 21 horas con una enorme algarabía, incluso en la última jornada, que continuó recibiendo visitantes cuando ya se había iniciado el desarmado de los stands.

Esto confirmó al principal evento del IAPG, la Argentina Oil & Gas Patagonia como una oportunidad de encuentro y de *networking* para los hombres y las mujeres del petróleo y del gas, especialistas y profesionales del sector. Y fue un excelente termómetro para medir la temperatura de una industria que, en medio de constantes desafíos, afronta decidida el camino del desarrollo.





Este año, además, el IAPG estrenó su gigantesca carpa estructural para eventos, donde las empresas armaron sus stands con alto nivel de confort. Alrededor de este pabellón y los demás ambientes, incluyendo un predio para *trailers* y gran maquinaria, los más de 8.000 visitantes admiraron las novedades tecnológicas y asistieron a programas de radio en vivo.

Además, los organizadores ofrecieron un amplio programa de actividades que incluía jornadas de actualización de conocimientos y charlas dedicadas a los jóvenes profesionales, así como conferencias y *workshops* a cargo de especialistas del sector sobre diversos temas relacionados con la industria.

En este marco, se realizaron las Jornadas de Desarrollo, Tratamiento y Transporte de Gas del IAPG, con tres mesas redondas magistrales, en las que se expusieron la visión de las empresas y de los CEOs sobre la actualidad y los desarrollos a corto y largo plazo; más doce trabajos de excelencia (cuyas conclusiones presentamos en estas páginas); la jornada JOG para los jóvenes neuquinos, con el objetivo de responder a sus principales preocupaciones –las posibilidades de crecimiento profesional y la realidad de los recursos no convencionales que hoy llegan a sus puertas–; y el *workshop* de Completación de Pozos No Convencionales con un instructor de lujo y charlas de representantes de cinco empresas.



BAROID

Previene y Remedia Perdidas de Circulación Mantiene la Estabilidad del Pozo

BaraShield™ – 664 Material de Control de Perdida de Circulación Material de LCM Multi-Modal de Grano Medio, Malla (-18 / +325)

Solución de Ingeniería Innovadora que ayuda a prevenir y remediar perdidas de circulación, sellando rápidamente un amplio rango de fracturas con un tamaño de hasta 1000 micrones en todo tipo de formación*.

El Reto



Perdidas Parciales de Fluido

Ocurren principalmente en arenas medianamente permeables o gravas, pequeñas fracturas naturales o fracturas inducidas

La Solución



Partículas Multimodales

- Tamaño de material óptimo
- La solución en un único saco
- La concentración correcta se puede determinar usando "El método de Ingeniería STRESS-SHIELD"
- Método de mezcla tradicional en las piletas.

© 2018 Halliburton. All Rights Reserved.

- Mantiene la estabilidad del pozo
 - Previene y remedia las pérdidas de fluido en formaciones permeables e impermeables
- Tecnología Versátil
 - Efectivo como tratamiento continuo y también puede ser usado como píldora de control de pérdida.
 - Puede ser usado en conjunto con BaraLock-666 para reducir las pérdidas de fluido significativamente
- Aumenta el tiempo de eficiencia del equipo
 - Reduce los tiempos usados en identificar la mezcla correcta y los tiempos de usar múltiples productos
- Ayuda a reducir costos e incidentes
 - Inventarios más bajos, menor espacio en el equipo y reduce los desperdicios
 - Menos sacos para manipular

*No recomendado para usar en el yacimiento



Asimismo, en el marco del evento, las operadoras y las pequeñas y medianas emprendedoras encontraron un espacio propicio para generar nuevos negocios y contactos durante el desarrollo de tres Rondas de Negocios nacionales e internacionales, las cuales lograron reunir a más de 50 compañías.

Se contó con la visita de cientos de jóvenes profesiona-

les y estudiantes universitarios que pasaron por la AOG Patagonia 2018 y conversaron con las empresas.

Organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), esta Expo se realiza cada dos años en la Patagonia y desde su primera edición ha logrado posicionarse como la vidriera donde se exhiben todas las novedades en productos, tecnologías y emprendimientos asociados al sector. ■

SIAM ARCON
www.siam-arcon.com.ar

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

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

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





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 16785

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



Conclusiones de las Jornadas de producción, transporte y tratamiento de gas

Un repaso por las principales lecciones que dejó la actividad académica realizada en el marco de la AOG Patagonia.

Por **Nino Barone** (Presidente del Comité Organizador de las Jornadas)



Luego de la realización de estas importantes Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas, a través de la Comisión de Producción del IAPG; y en momentos en que la producción no convencional de gas lleva a la industria de los hidrocarburos a otro nivel, es importante plasmar sus conclusiones :

- El potencial de las formaciones de *shale* y *tight* gas, en el caso de la Cuenca Neuquina queda plenamente ratificada por las presentaciones que realizaron las empresas que han alcanzado el mayor grado de masificación en su producción.
- Se observan avances técnicos y reducción de costos en la perforación de las estructuras que permiten acelerar el desarrollo de las formaciones que atesoran el gas natural.
- La producción no convencional de gas natural (*shale* y *tight*) muestra en julio del año en curso un crecimiento interanual del 42,3%, en ese mes alcanzó 46,8 millones de m³/día, que equivale al 35,5% de la producción total de 132,1 millones de m³/día.
- Si bien es notorio el desarrollo reciente alcanzado en las formaciones *shale* y *tight*, en la estadística oficial no se han publicado los valores de reserva al 31 de diciembre de 2017, por lo que se esperaría un incremento importante sobre los valores publicados al 31 de diciembre de 2016.
- El potencial que se vislumbra dentro de los próximos cinco años indica que se podrán alcanzar volúmenes que duplican la producción actual de la Cuenca Neuquina, lo que permitirá la exportación a países vecinos.
- La movilización de los volúmenes provenientes de las formaciones *shale* y *tight*, claramente requieren el desarrollo de un sistema de transporte y de tratamiento en consonancia con su incremento de producción.
- Las empresas transportadoras, con la participación en estas Jornadas, muestran su intención de incursionar en el *midstream*, con inversiones de riesgo a su cargo.
- Las características del gas que se transporta motivan el desarrollo de sistemas de acondicionamiento que contemplen el mejor resultado económico posible, ello en base a optimizar complementariamente las áreas de producción, transporte y tratamiento.
- La flexibilización de las condiciones técnica de transporte en el *midstream* permite observar la intención de captar grandes volúmenes provenientes de varios yacimientos.
- No queda exenta la posibilidad de desarrollar plantas de gas natural licuado GNL que contribuirán a un mejor direccionamiento de los volúmenes disponibles.
- A partir del potencial desarrollo petroquímico puesto de manifiesto surge la alternativa para transformar en subproductos de interés comercial el elevado contenido de etano que muestran los volúmenes provenientes de las formaciones *shale*.
- El desarrollo de Vaca Muerta impactará en unos 30 núcleos habitacionales dentro del área de desarrollo de Vaca Muerta, que afecta a unos 490.000 habitantes en el área de la provincia del Neuquén.
- Las provincias titulares del recurso alientan enormes expectativas, que se traducirán en el desarrollo de nue-





vos grupos de radicación humana, que a us vez requerirán infraestructura de carácter social (vivienda, educación, salud, etc.).

- Se requiere una efectiva interacción con activa participación de carácter nacional y provincial, que permita prever con debida anticipación la logística necesaria para atender las nuevas corrientes migratorias generadas como consecuencia del desarrollo de Vaca Muerta. Por último, la calidad y la variedad de los trabajos técnicos

presentados que abordaron la producción, el transporte y el tratamiento del gas, objetivo de estas Jornadas, son un claro ejemplo del interés de participación y búsqueda de los mejores conocimientos vinculados con el desarrollo de áreas *shale* y *tight gas* en el ámbito de la Cuenca Neuquina, sean estos de Vaca Muerta como de otros yacimientos de interés.

El éxito de estas Jornadas asegura nuestra intención de seguir adelante con este tipo de eventos. ■



Industrias Quilmes S.A.




KURIYAMA GROUP

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

MANGUERAS INDUSTRIALES

OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO



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



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

www.ciamega.com.ar



BUENOS AIRES

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

PLANTA LOMA LA LATA

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

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

Técnicas de completación. SRV optimizado en terminaciones No Convencionales

Por **Daniel Rojas** y **Pablo Chiaraviglio** (Stage Completions)

Este trabajo sobre **Stimulated Rock Volume (SRV)** ha sido presentado en el **Workshop de Técnicas de Completaciones No Convencionales**, una exitosa jornada realizada en el marco de la **AOG Patagonia 2018**, que contó con prestigiosos oradores.

Una breve explicación sobre la situación actual del mercado de terminaciones de activos no convencionales (NOC): en cualquier proyecto, sea este una mega obra de largo plazo o un negocio de horizonte corto, el capital utilizado busca maximizar la Tasa Interna de Retorno (TIR o ROI, por *return on investment*, o retorno sobre la inversión).

En el negocio del petróleo y el gas, en tanto esta regla se mantiene, y en los proyectos de desarrollo de los activos NOC, el ROI se torna particularmente importante porque los montos invertidos son muy grandes. Esto se debe, en buena parte, a la bajísima permeabilidad (nano-Darci) de la roca generadora llamada *shale*. Es necesario inducir fracturas masivamente en la matriz para aumentar la permeabilidad efectiva del pozo. El volumen de roca estimu-

lada (SRV) se refiere al volumen (área por espesor) que es fracturado hidráulicamente para incrementar la permeabilidad efectiva del *shale*. Por lo tanto, en estos proyectos se agrega, además de todos los costos habituales de pozos convencionales, la estimulación (fractura hidráulica o fracking) necesaria para hacer producir el pozo. De por sí, la construcción de un pozo NOC es costosa por su extensión lateral, el *fracking* le agrega otro tanto. Los costos de estimulación en pozos de alcance extendido casi alcanzan (y a veces supera) el costo de perforación.

El objetivo de aumentar el TIR conlleva a los requisitos y el enfoque del siguiente gráfico.



La puja para incrementar el SRV de un pozo NOC ha inducido a los operadores en los principales mercados a llevar ciertos parámetros a sus límites operativos:

- 1) Extensiones laterales más largas (> 4.000 m)
- 2) Mayor densidad de puntos de entrada (menor espaciamiento)
- 3) Fracturas de punto único de entrada
- 4) Mayores tasas de bombeo
- 5) Reducción de aditivos o uso de *slickwater*

Permeabilidad de SRV y su relación con las fracturas

Louis Mattar (IHS Markit) ha dicho sobre la permeabilidad "efectiva" del volumen de roca estimulada:

"Se le dice permeabilidad efectiva o k_{SRV} , y causa consternación, porque es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz (roca generadora), y a su vez mucho menor

que la permeabilidad de la fractura. Solo puede ser determinado mediante ensayos de pozos y representa una combinación de la permeabilidad de la matriz, la permeabilidad intrínseca de las fracturas y la distribución de las mismas."

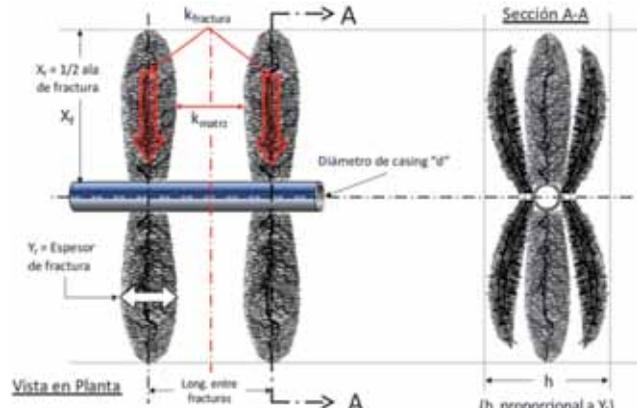


Figura 2. Geometría y variables básicas de fracturas.

Se resalta la distribución de las fracturas, ya que en términos de flujo lineal, la distancia que debe atravesar el hidrocarburo en la matriz es crítica, dada las permeabilidades bajísimas de las pelitas (roca generadora). Lo que hace producir el pozo, en última instancia, es la superficie de contacto entre las fracturas y la matriz. Las fracturas generan la "autopista" para que el pozo produzca. Por lo tanto, el objetivo de la estimulación se torna en llenar la matriz de autopistas, reducir la distancia entre fracturas y no dejar volúmenes sin estimular (Figura 2).

Hay dos maneras básicas de generar fracturas masivamente en la roca generadora:

- Fracturas con múltiples puntos de ingreso a la formación por etapa.
- Fracturas con un solo punto de ingreso a la formación por etapa.

Los puntos de ingreso a la formación o *clusters* son el canal por el que entra el fluido hidráulico y fractura el *shale* (por el efecto de sobre-presión), además transporta el agente de sostén para mantener esa fractura abierta.

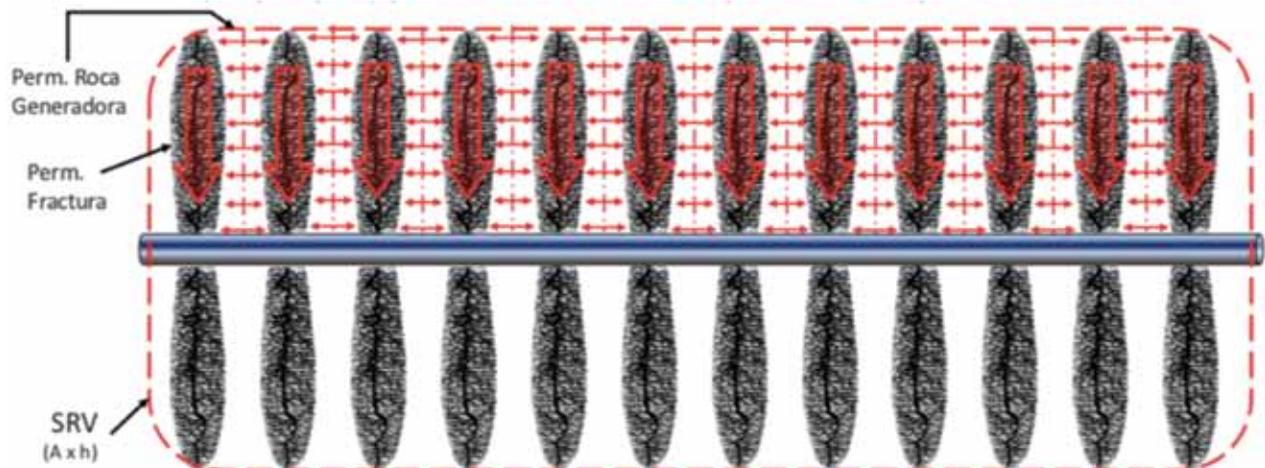


Figura 1. SRV, permeabilidad de matriz y fracturas.

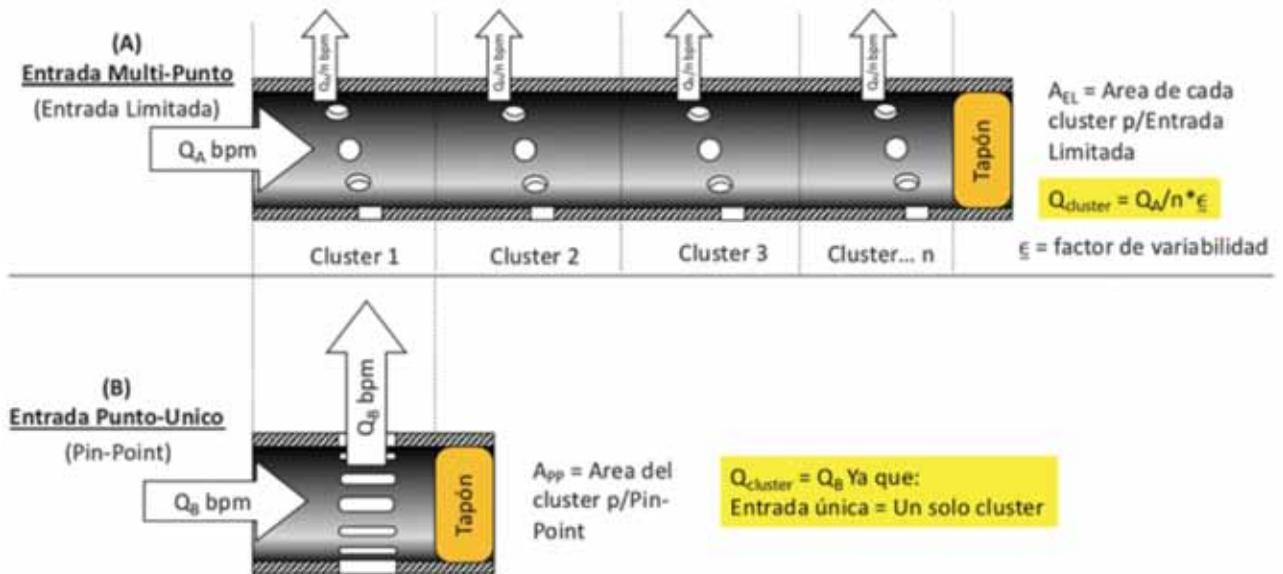


Figura 3. Etapa de una fractura entrada multipunto (arriba) versus punto único (abajo).

En la figura 3 se observa el detalle de una etapa con múltiples puntos de entrada versus una etapa de punto único.

Fracturas Entrada multi-punto (entrada limitada) versus Punto único (Pin-point)

Por el principio de conservación de masa, el fluido que entra a cada etapa debe ser igual al fluido que sale a la formación. En el caso de la etapa de entrada multi-punto (o entrada limitada), el fluido que ingresa se distribuye entre los clusters de salida, por lo tanto, $Q_{cluster}$ es igual a Q_{etapa} dividido por el número de etapas "n" por un factor de variabilidad "ε", que depende de las fracturas naturales, heterogeneidad de la pelita, diferencias el punzado, pérdida de carga, entre otros factores.

En el caso de las etapas con un solo punto de salida a

la formación (o también llamadas fracturas pin-point), es claro que Q_{etapa} es igual al $Q_{cluster}$.

Las diferencias mencionadas entre sistemas de fractura tiene importantes consecuencias a la hora de estimar el SRV y su $k_{efectiva}$.

Si bien las simulaciones de fracturas son solo aproximaciones y un ejercicio de "adivinar educadamente", hay muchos estudios realizados con micro sismica, ensayos de producción y mediciones con fibra óptica en el pozo, que dan valores de variación del 30% y del 40% entre clusters en el sistema de entrada limitada.

En un sistema de entrada limitada, tenemos:

1. Parámetros controlables
 - a. Agente de sostén, tipo, tamaño y concentración.
 - b. Agente de sostén, volumen por etapa.
 - c. Fluido de fractura, tipo y propiedades y volumen /etapa.

Parámetro	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster...n	Observaciones
Caudal	$Q_{c1} = Q/n * \epsilon$	$Q_{c2} = Q/n * \epsilon$	$Q_{c3} = Q/n * \epsilon$	$Q_{cn} = Q/n * \epsilon$	Variabilidad $\epsilon = 0.7$ a $1.3^{(1)}$
Presión	P_{fmin}	P_{fmin}	P_{fmin}	P_{fmin}	Presión de fractura min. entre clusters
Velocidad	$V_{c1} = Q_{c1}/A_{EL}$	$V_{c2} = Q_{c2}/A_{EL}$	$V_{c3} = Q_{c3}/A_{EL}$	$V_{cn} = Q_{cn}/A_{EL}$	
Agente de Sostén	$S_{c1} = Q_{c1} * lb$	$S_{c2} = Q_{c2} * lb$	$S_{c3} = Q_{c3} * lb$	$S_{cn} = Q_{cn} * lb$	$lb =$ Conc. de agente (ppg)

Se muestra un pozo con una entrada limitada Q bpm que se distribuye entre n clusters. El pozo está sellado con un tapón. Se define A_{EL} como el área de cada cluster p por entrada limitada.

(1) Variabilidad inducida por efectos de fracturas naturales, heterogeneidad de la formación, variación de punzados y pérdida de carga

Figura 4. Etapa entrada multi-punto.

Innovación y tecnología al servicio de sus proyectos energéticos.

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



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

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



- d. Tasas de bombeo/etapa.
- 2. Parámetros no controlables .
 - a. Velocidad V y Caudal Qf de fluido/cluster.
 - b. Longitud de media ala de fractura.
 - c. Cantidad y colocación de agente de sostén/cluster.

El efecto sobre el SRV es notorio: el 30% y a veces hasta el 40% de las fracturas no aportan “autopistas” a la matriz, o sea, el volumen de roca queda sin estimular, ya que hay una geometría de la fractura variable, como se observa en la figura 5.

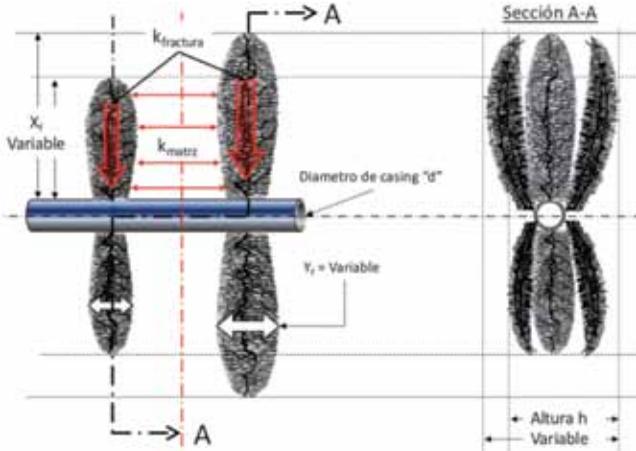


Figura 5. Parámetros geométricos en fracturas de entrada limitada.

Todo lo demás siendo iguales, el SRV y el kSRV quedan afectados negativamente porque (Figura 5):

1. Media alas de fracturas “Xf” son de longitud variable
2. Menor ancho “Yf” y complejidad de media ala de fractura
3. Variabilidad en alturas “h” de fracturas

Que resulta en

- SRV con fracturas inconsistentes
- Componente k_{matriz} aumenta
- Componente $k_{fractura}$ se reduce
- kSRV se reduce

Veamos el caso de fracturas por entrada punto único.

En el caso de las fracturas de punto único (pin-point) como dijimos, todas las etapas son iguales porque hay un

Parámetro	Cluster 1	Observaciones
Caudal	$Q_{cluster} = Q \cdot \epsilon$	Variabilidad ϵ = cercano a 1.0
Presión	P_{fmin}	Presión de fractura mín. del cluster
Velocidad	$V_{c1} = Q_{c1}/A_{pp}$	
Agente de Sostén	$S_{c1} = Q_{c1} \cdot t_b$	t_b = Conc. de agente (ppg)

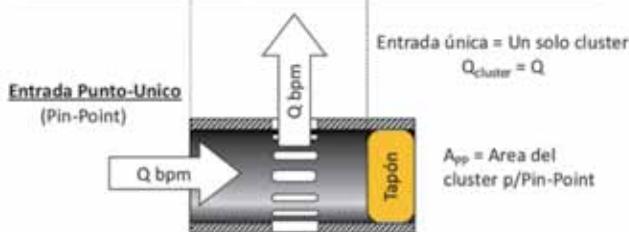


Figura 6. Etapa de entrada punto único.

solo cluster por etapa, cuya área es igual en todos los casos, ya que el área es de una válvula con puertos de entrada mecanizada. Con área de entrada y salida iguales, el caudal también lo es, y por consiguiente las velocidades y la capacidad de transportar el agente de sostén en toda la 1/2 ala de fractura. Lo podemos ver en los parámetros y las geometrías en las figuras 6 y 7.

De los parámetros de la figura 6, vemos que en un sistema pin-point podemos controlar la mayoría de los parámetros importantes, por ejemplo:

- a. Agente de sostén, tipo, tamaño y concentración
- b. Agente de sostén, volumen/etapa
- c. Fluido de fractura, tipo y propiedades
- d. Tasas de bombeo p/etapa
- e. Velocidad y caudal Q de fluido de fractura por cluster
- f. Longitud y espesor de media ala de fractura
- g. Cantidad y colocación de agente de sostén por cluster

Que resulta en geometría de fracturas mucho las uniformes y predecibles (Figura 7)

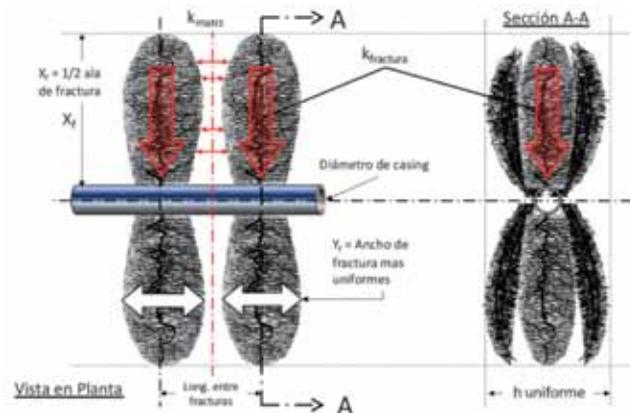


Figura 7. Parámetros geométricos en fracturas de entrada punto único.

...y por lo tanto se obtienen fracturas cuyas:

1. Medias alas de fracturas “Xf” son mayores y más uniformes.
2. Mayor ancho “Yf” y complejidad de medias alas de fractura.
3. Mayores y más uniformes alturas “h” de fracturas.

Que resulta en

- SRV uniformemente fracturado.
- Componente k_{matriz} se reduce.
- Componente $k_{fractura}$ aumenta.
- kSRV aumenta.

Sistemas de completación de pozos entrada punto único o pin-Point

Si bien hay múltiples maneras de hacer fracturas con un solo punto de entrada por etapa, los sistemas comerciales que se usan actualmente en el mercado son los siguientes:

- 1) Válvulas deslizantes, abiertas con lanzamiento de bolas de diámetro variable (de menor a mayor).
- 2) Válvulas deslizantes abiertas con *coiled tubing* (fractura anular).

 MUJER

NUEVO MODELO
MAUI



MAUI GRAY



MAUI BLUE



MAUI BLACK

Conocé más en
WWW.MUJERFUNCIONAL.COM

  **FUNCIONAL MUJER**

 **FUNCIONAL**
CALZADO DE SEGURIDAD

Características principales	Válvulas abiertas con lanzamiento de bola	Válvulas abiertas con <i>coiled tubing</i>
Ilimitado en cantidad de etapas	No, limitado por diámetro de asientos	No, limitado por alcance de unidad CT
Pérdida de carga por obstrucciones	Sí, diámetros de asientos	Sí, fractura por anular
Puede usar altas tasas de bombeo y concentraciones de arena	No, en la punta	No, área anular limita tasas
Reduce tiempos de bombeo en superficie	Sí	No, caudal limitado por área anular
Conserva agua y aditivos químicos	Sí	No, requiere reductores de fricción
Camisa se puede volver a cerrar para re-fracturar o cerrar la fractura	Sí	Sí
Capacidad de alcance extendido	No, limitado por diámetros internos	No, limitado por alcance de CT
Completación apta para producir	Sí	Sí
ID Constante talón a punta posfractura	No	Sí
Completado sin unidad de <i>coiled tubing</i>	Sí	No

Tabla 1. Características y limitaciones de sistemas tradicionales de fractura punto único.

3) Válvulas deslizantes abiertas con lanzamiento de *collets* y bola (combinación de llaves variables)

Los dos primeros sistemas tienen más años en el mercado, son ampliamente conocidas (no son tema de este artículo).

Solo vamos a listar las limitaciones inherentes al diseño de los dos primeros (grupos 1 y 2) tipos de válvulas, a efectos de volver sobre ellas para analizar si el diseño del tercer grupo consigue superarlos (Tabla 1).

Sistema *pin-point* de válvulas abiertas con *collets*

A continuación, nos enfocaremos en analizar las características del tercer sistema, al cual llamaremos válvulas abiertas con *collets* para fracturas realizadas a tasas de bombeo y concentraciones altas y mayores o comparables a los demás sistemas de fractura *pin-point*, como se puede ver en las estadísticas, modelo Bowhead II (Tabla 2).

Dadas estas estadísticas, vale la pena detenernos para analizar cómo funciona exactamente este sistema de válvulas abiertas con *collets*.

La idea de esta válvula de fractura operada por *collet*, que puede ser usada tanto para pozo a hoyo abierto como

entubado y cementado, es simple, y como suele suceder con las ideas simples, además es muy efectiva. Consiste en un cuerpo principal con puertos pre-mecanizados, a través de los cuales fluirá el tratamiento de fractura. Además, tiene una camisa interna balanceada que obtura los puertos, y cuyo diámetro interior contiene un perfil único y distinto a todas las demás camisas internas de las válvulas en la completación. Finalmente, están los pernos de corte, que retienen la camisa en su lugar, hasta que la presión de fractura sea la suficiente para cortarlos, permitiendo así que la camisa se desplace y abra la válvula de fractura.

A su vez, desde la superficie es lanzado un *collet* que no es más que un tubo, cuyo diámetro externo contiene un perfil único y distinto a todos los demás *collets* que se lanzarán. La particularidad está en que el perfil del *collet*, que llamaremos "macho" tiene un su par en una de las camisas internas (hembra) alojadas en cuerpo de la válvula que deseamos abrir para fracturar la etapa correspondiente. El *collet* tiene, además un diámetro interno con un asiento en el que se aloja una bola soluble que hace de tapón, contra el cual se realiza la fractura.

Al momento de lanzar el *collet* desde superficie, este le inserta el tapón (bola soluble), y se verifica que el perfil macho corresponda al de la hembra en la válvula de se pretende abrir. Una vez lanzado, se bombea hasta que este se aloje en la camisa interna de la válvula correspondiente.



Trabajos a la Fecha	Trabajo en Cartera	Información de Pozos	Información de Fractura (Arena)	Información de Fractura (Fluido)
Pozos: 70	Pozos: 45	Max TD: 22,250 ft	Max. conc. de arena: 4.7ppg	Tasa máx.: 80 bpm
Etapas: 3500	Etapas: 4000+	Max Lateral: 12,368 ft	Ag. de sosten prom./etapa: 140,000lb (64,000kg)	Tasa promedio: 50 bpm
		Casing: 3.5", 4.5", 5" & 5.5"	Ag. de sostén máx.. total (pozo): 16.2MM lb (7,400 Ton)	Fluido prom./etapa: 2,500 Bbl (400 m³)
				Fluido total máx. (pozo): 361,000 Bbl (57,400 m³)

Tabla 2. Estadísticas de válvula *pin-point*, Bowhead II.

OD Casing (in)	Peso (lb/ft)	ID Casing (in)	Drift casing (in)	ID válvula, Pre-Frac (in)	% del drift	ID válvula Pos-frac (in)	% del Drift	OD Bola (in)
5 ½"	17	4.892	4.767	4.705	98.7%	4.205	88.2%	4.375
5 ½"	20	4.778	4.653	4.591	98.7%	4.092	89.1%	4.250
5 ½"	23	4.670	4.545	4.483	98.6%	3.983	87.6%	4.125
5"	18	4.276	4.151	4.091	98.8%	3.62	87.2%	3.75
5"	21.4	4.126	4.001	3.941	98.5%	3.47	86.7%	3.63
4 ½"	13.5	3.920	3.795	3.732	98.3%	3.261	85.9%	3.500
4 ½"	15.1	3.826	3.701	3.643	98.4%	3.167	85.5%	3.375
3 ½"	9.3	2.992	2.876	2.813	97.8%	2.400	83.4%	2.500
2 7/8"	6.4	2.441	2.347	2.315	98.6%	1.908	84.4%	2.000

Tabla 3. Diámetros internos y % del *drift*, pre y posfractura.

Al encontrar el perfil correcto el *collet* se traba en esa camisa y no se desplaza más. La presión sube hasta el valor de corte de los pernos, y es ese momento, se desplaza la camisa abriendo así la válvula. Seguidamente se comienza a fracturar esa etapa (Figura 8).

Una de las ventajas de usar la combinación camisa interna-*collet* con perfiles de acople, es que el sistema de selección de cual válvula abrir, es en sentido longitudinal, y no diametral, como las camisas con bolas. Esta característica permite que el diámetro interno de las válvulas se mantenga grande y constante en toda la completación. Como se puede ver en la tabla 3, el diámetro interno prefractura es del 98%, y posfractura del 83,4% (en el peor de los casos) del *drift* del casing. Esto mantiene capacidad de intervención con *coiled tubing* pre y posfractura, además de eliminar el problema de pérdida de carga, por diámetro reducido de los otros sistemas. El diseño permite también recuperar los *collets* posfractura, si se desea, dejando un diámetro interno al 98% de *drift*.

El desafío siguiente fue conseguir que perfiles confiables para la hora de acoplarse, a sea que no pasaran de largo en los perfiles correspondientes, y que no se quedaran trabados en los perfiles equivocados. También hubo que hacer ajustes en los materiales y la rigidez de los *collets* y camisas, ya que se buscaba bombearlos a una tasa lo suficientemente alta, para que el tiempo de *pump-down* hasta la válvula correspondiente fuera ágil, y que no se pasara de largo al llegar.

Miles de horas/hombre y cientos de ensayos después, se ajustó el diseño hasta que todo funcionara según las especificaciones deseadas. El resultado fue una herramienta con las siguientes características:

wintershall
A subsidiary of
BASF – We create chemistry

40 AÑOS
CONTRIBUYENDO AL DESARROLLO
ENERGÉTICO DE LA ARGENTINA

40 AÑOS
Wintershall Energía

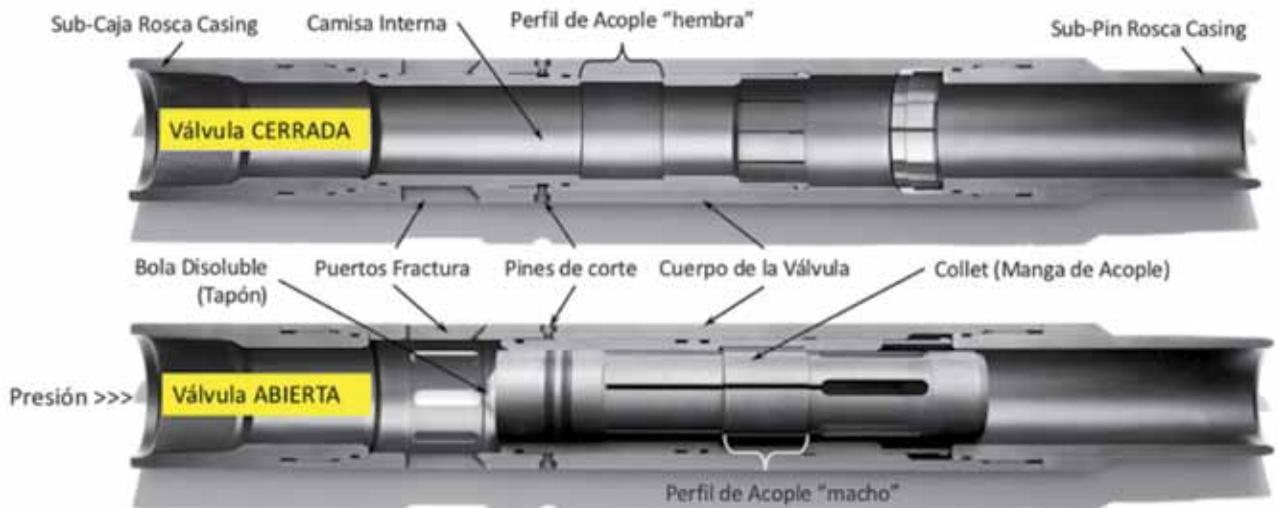


Figura 8. Válvula SC Bowhead II cerrada (arriba) y abierta con *collet* acoplado (abajo).

- 1) Permite realizar una fractura pin-point para SRV.
- 2) Tiene un diámetro interno grande (98% de *drift*), que permite altas tasas de bombeo, producción e intervención futura sin restricciones.
- 3) Un alto número de etapas (300+) y extensiones laterales de más de 4.000 m.
- 4) Operación continua, sin parar el bombeo para optimizar la utilización de bombeadores.
- 5) Baja tasas de bombeo ($Q_{etapa} = Q_{cluster}$), menos bombeadores en locación, menor *foot-print*.
- 6) Desplazamiento preciso a la hora del *pump-down*, ahorra agua y aditivos.

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

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

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



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





Al servicio de la industria energética.



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

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

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

- 7) Operación sin intervención de *wireline* ni *coiled tubing*, ahorra servicios y tiempos de bombeador parado.
- 8) Permite cerrar válvulas para aislar zonas o re-fracturar posteriormente.
- 9) Puede ser corrida en hoyo abierto o cementado.
- 10) Deja el pozo listo para producir, pos-fractura, ahorro de fresado de tapones.

Resultados en dos ejemplos

Caso 1: Operador en el Eagle Ford

En un pozo de alcance extendido se fracturaron 117 etapas en modo pin-point, Con camisas Bowhead II cementadas, de 15.000 psi (103 MPa) de presión diferencial.



Locación operador en Eagle Ford.

Tratamiento

- Etapas: 117 (contando válvula iniciadora)
- Fluido desplazando: 361.000 Barriles (57.394 m³)
- Agente de sostén desplazado: 11.600.000 Lbs (5800 Ton)
- Máxima concentración de agente: 4.7 Lbs/Gal (563 kg/m³)
- Tiempo total de la corrida y tratamiento: 160 h (1.36 h/etapa)

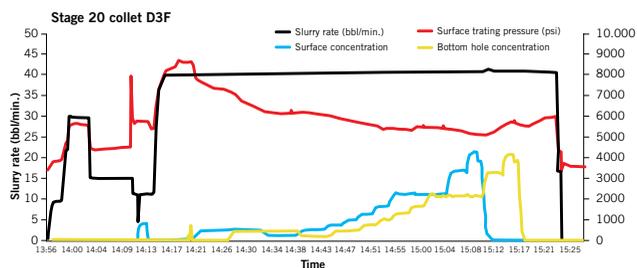


Figura 9. Tratamiento de fractura etapa 20 de 117.

En la instalación de las camisas se enviaron las mismas pre-torqueadas a la junta superior, de forma que se ahorró tiempo de equipo en el pozo, al tener que realizar un solo torqueado por válvula (del lado del pin). La robustez de la válvula permite que el torque a la conexión inferior se aplique a través del cuerpo simplificando la operación en la mesa (Ver foto a izq.).

Patrón acústico y de presión

Se ha incorporado al servicio de corrida de su sistema una herramienta de monitoreo acústico y de presión, donde el operador ve la ubicación del conjunto *collet*-bola mientras viaja a través de las camisas; además de corroborar el acople del conjunto y apertura de la camisa.

En la figura 10, la pantalla de la izquierda es un detalle de una lectura de presión en donde vemos el conjunto *collet*-bola ingresando en la camisa y el momento de acople, que resulta en un pico de presión y repentina caída causada por el desplazamiento y la apertura de la camisa. Al proceso se lo denomina "patrón" de presión, que es a la vez reconocible y repetible. Como se puede observar en la pantalla de la derecha, el operador puede saber la localización exacta del conjunto en tiempo real.

Caso 2: Operador en el Permian

En este caso, el operador quería comparar 3 etapas de Plug & Perf con 5 *clusters* por etapa, contra 15 etapas pin-point. El tratamiento de fractura fue hecho en 8 horas y 25 minutos, a una concentración máxima de arena de 3,0 libras/gallón y una tasa máxima de bombeo de 70,2 bbl/min (Tabla 4).

Tiempo de *workover* reducido: la reducción en tiempo operacional para este trabajo fue de un 52% cuando comparado a una operación equivalente de *plug & perf*.

Operación de fractura sin intervención

No se necesitó el uso de *wireline* para asentar tapones, ni perforar nuevos *clusters*; tampoco fue requerido el *coiled tubing* para actuar camisas ni para cualquier otra intervención durante la operación de fractura.

Eficiencia operacional

En este caso, se pudo apreciar la eficiencia del sistema, ya que les dio:



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS



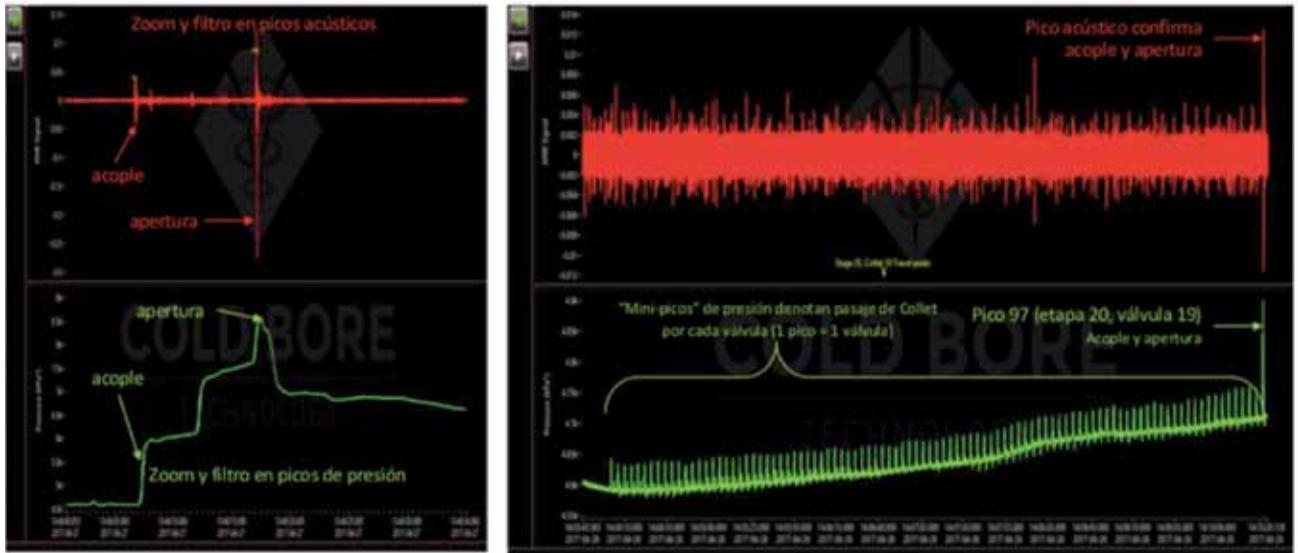


Figura 10. La señal acústica y de presión durante el acople y apertura de la válvula (Izq.). Mini-picos de presión y señal acústica intermedios a medida que el collet atraviesa las válvulas hasta llegar a su válvula objetivo (der.)

Etapas Numero	Tasa prom. (bpm)	Pres. trat. prom. (psi)	Conc. de arena máx. (ppg)	Dur. Tratmto (min)	Longitud estimada (ft)
2	49.9	6,158	3.00	52	34
3	50.1	6,293	3.00	48	68
4	50.5	6,353	3.00	34	102
5	50.7	6,287	3.00	32	136
6	50.6	6,053	3.00	32	170
7	50.6	6,686	3.00	32	204
8	51.2	7,072	3.00	31	238
9	51.6	6,889	3.00	32	272
10	51.3	6,258	3.00	31	306
11	51.6	6,820	3.00	31	340
12	51.6	6,708	3.00	30	374
13	51.8	7,125	3.00	32	408
14	51.4	6,635	3.00	34	442
15	51.71	6,334	3.00	34	476
16	70.2	7,422	3.00	20	510

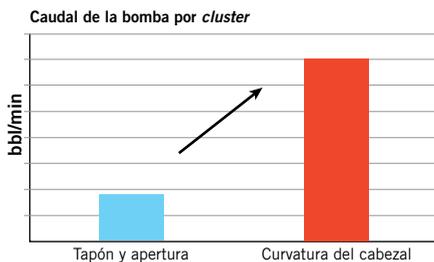
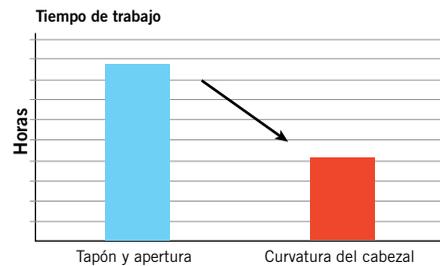


Tabla 4. Parámetros de etapas pin-point en un pozo en el Permian.

1. La habilidad de lanzar *collets* de manera continua, sin interrumpir el bombeo y fractura del pozo.
2. Evitar tiempos muertos e interrupciones entre etapas en toda la operación.

Menos HHP requerido en superficie

La tasa de bombeo fue incrementada por *cluster* hasta

3.9 veces más que el tradicional *plug & perf* (recordar que en pin-point una etapa es igual a una *cluster*). En *plug & perf* este operador bombea a 90 bpm; en 5 *clusters*, eso equivale a 18 bpm por *cluster*. Sin embargo, para lograr una tasa de 50 bpm por *cluster* en pin-point, solo hace falta bombear a esa tasa por *cluster*, por lo tanto, para esta operación se utilizaron un 25% menos HHP en superficie, además se obtiene mejor tasa en cada *cluster*.

En definitiva, la válvula de fractura con esta herramienta logró un SRV óptimo, para mejorar el EUR y bajar los costos operacionales de la estimulación.

- 1) Fracturas pin-point para optimizar el SRV.
- 2) Diámetro interno al 87% de drift en toda la completación (terminación) para reducir pérdidas de carga y poder intervenir posteriormente.
- 3) Ilimitadas etapas y alcance extendido para aumentar el EUR.

El futuro de fracturas hidráulicas para pozos no convencionales promete traer nuevas tecnologías que mejoran la eficiencia y bajan los costos, como en el caso que acabamos de demostrar. ■

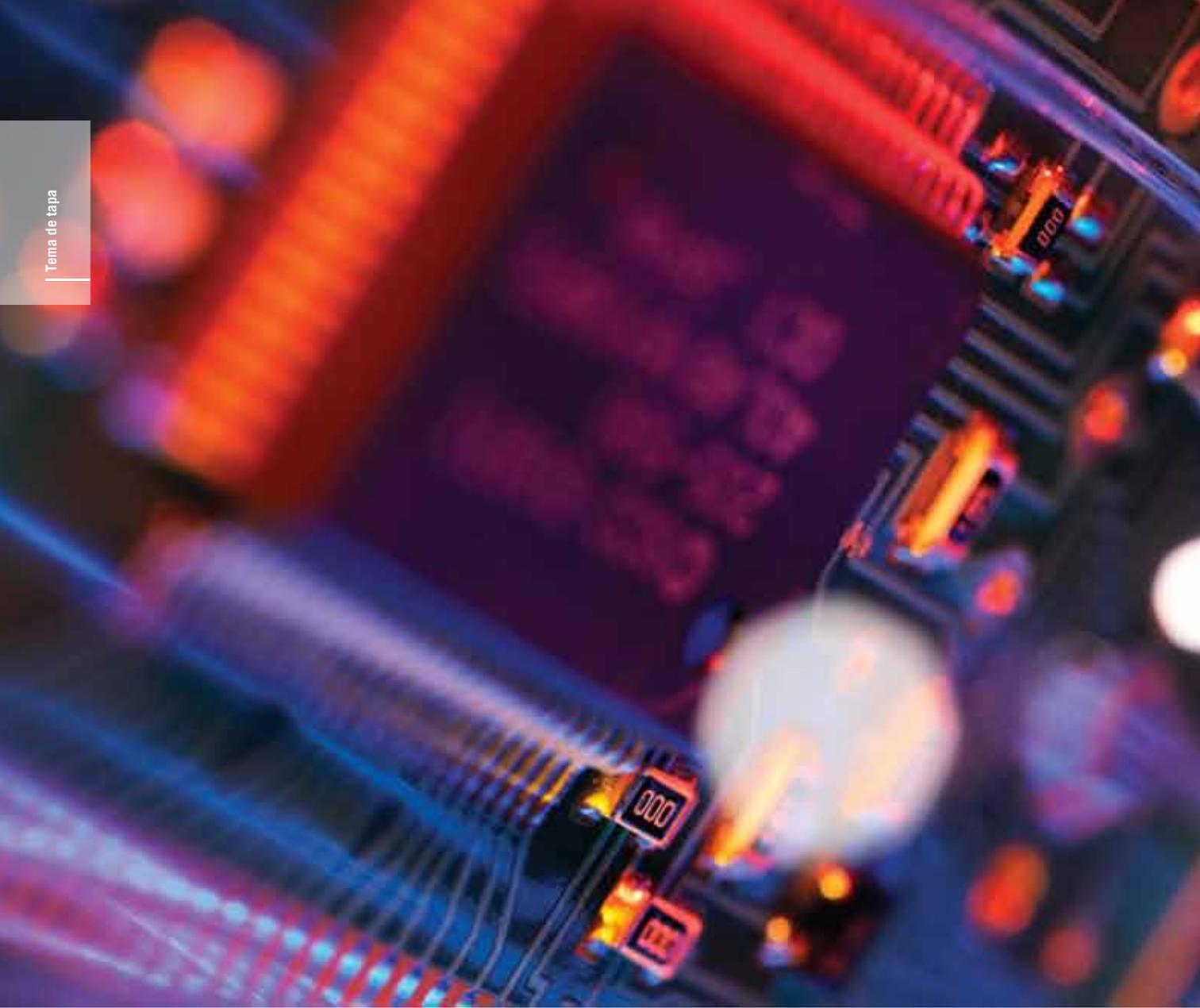
SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN

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

*Somos petróleo y gas.
Somos energía eléctrica.
Somos telecomunicaciones.*

Somos PECOM
Energía que deja huella

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC



Tecnologías de tapones solubles y tecnologías de fibra óptica combinada con *coiled tubing*



Este trabajo realizado por una empresa de servicios con soluciones para la terminación de pozos fue presentado en el *Workshop* de técnicas de completaciones no convencionales, la exitosa jornada realizado en el marco de la AOG Patagonia 2018.

Por *José Vielma, Alejandro Chacón*
y *Esteban Ariel Pach* (Halliburton)

Un pantallazo sobre los tapones solubles

En los sistemas de terminaciones multifracturas de pozos horizontales no convencionales denominados *Plug & Perf* (PnP) es necesario el asentamiento de tapones que permita el aislamiento de los intervalos estimulados, con el fin de desviar el tratamiento de fractura hacia los nuevos intervalos abiertos.

Estos tapones son bajados en el pozo asistido con bombeo en la sección horizontal y asentados con asentadora eléctrica previo al disparo de los nuevos intervalos, permitiendo el flujo a través de ellos hasta el acercamiento del correcto punzado. La hermeticidad se logra bombeando y desplazando una bola que se asentará en el tope del tapón. Una vez finalizadas las etapas de PnP, se requiere de una cañería continua (*coiled tubing*) para moler los tapones, así el pozo queda sin restricciones para la producción.

Durante el aprendizaje y el desarrollo de este tipo de terminaciones en formaciones no convencionales, se han utilizado diferentes tipos de tapones con distintas características en función de mecanismos de asentamiento, tamaños, tipo de material, durabilidad, presiones diferenciales,

capacidad de bombeo y facilidad de molienda para su remoción mecánica, entre otras características. Las primeras generaciones de tapones utilizadas en este tipo de terminaciones fueron construidas con material compuesto que mejoraban su molienda o su remoción, en comparación con tapones convencionales que tenían partes metálicas.

Para maximizar la eficiencia y reducir los costos, los pozos se construyen con secciones horizontales cada vez más extensas, en donde se aumenta el número de etapas de fractura con la intención de incrementar el volumen de reservorio contactado. Con secciones laterales extendidas se ha colocado la operación de molienda de tapones en una posición crítica. Uno de los principales desafíos es vencer las fuerzas de fricción para llegar a la profundidad total del pozo, incluso con capacidad de asentar peso para moler los tapones. No obstante, la cantidad de recortes generados al moler los tapones puede impedir que la tubería flexible se recupere libremente.

En la Argentina, además, existe una gran cantidad de pozos con tendencia a promover colapsos en los *casings* de producción por el efecto del fracturamiento, al inyectar fluidos y materiales en altos caudales y alta presión. Este



inconveniente genera un riesgo adicional para moler los tapones, ya que obliga a utilizar fresas de menor tamaño y/o excéntricas, que pueden pasar una restricción, pero, a su vez, podría generar recortes de mayor tamaño, al punto de atascar la cañería continúa.

Si el colapso ocurre durante la operación de PnP, es posible que la restricción provoque el atascamiento de un tapón cuando se bombea en la sección horizontal, dejando al tapón inmóvil fuera de la zona de interés. En la mayoría de los casos, esto obliga a ingresar con una tubería continua (*coiled tubing*) a molerlo, con la consecuencia de dejar en espera el set de fractura y de generar tiempos no productivos.

Para reducir todos los riesgos mencionados e incrementar el éxito económico del proyecto, una alternativa son los tapones solubles. Esta tecnología permite completar pozos y fracturar en secciones horizontales extendidas donde los tapones de material compuesto podrían no ser efectivamente molidos. Los tapones solubles, así como su respectiva bola, están hechos de material que se disuelve completamente en el fluido del pozo, eliminando el proceso de molienda comúnmente requerido con tapones convencionales y todos los costos y los riesgos operacionales que esto representa.



Los tapones solubles se disuelven prácticamente en su totalidad sin dejar restos que obstaculicen la producción o la futura intervención del pozo. Para los tapones con base metálica (generalmente aleación de Mg), la velocidad de disolución depende de la temperatura y la salinidad del fluido a la que se exponen los tapones. En el caso de los tapones base plástica (PGA, ácido poliglicólico), se disuelven solamente con temperatura.

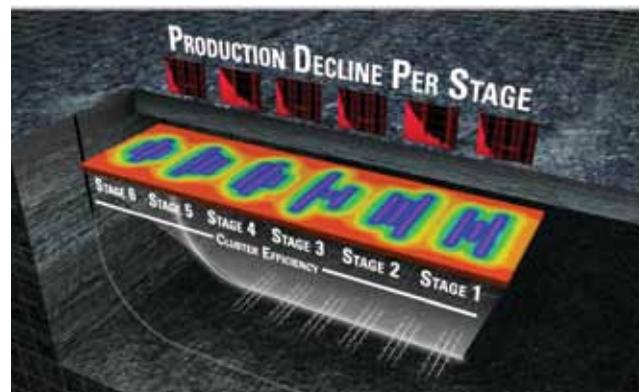
Dado que la mayoría de las fracturas y los bombeos de los tapones se realizan con agua dulce, no hay presencia

de cloruros, por lo tanto se puede retrasar la disolución de los tapones base metálica durante la etapa de PnP. Esto garantiza suficientes horas de hermeticidad, un aspecto muy importante en locaciones con fracturas de varios pozos en simultáneo, donde el tapón suele fijarse varias horas antes de comenzar la fractura.

Si bien la mayoría de las fracturas se realiza con agua dulce, se ha demostrado que la alta concentración de cloruros que posee la formación difunde hacia el pozo en cuestión de días. Esto permite prescindir de una operación de *flowback* para obtener salinidad.



Asimismo, cuando un tapón soluble base metálica se atasca en el pozo, debido a una deformación o colapso, se puede evitar el ingreso de una cañería continua acelerando la disolución con un bache de ácido clorhídrico (HCl), lo cual degrada el tapón en horas, y permite continuar con la



Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



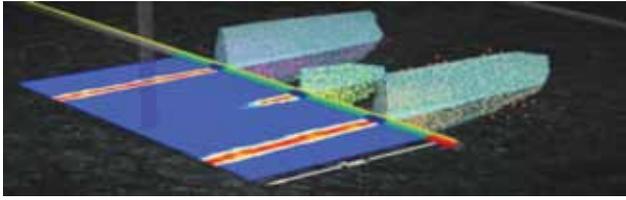
www.tecpetrol.com

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

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

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





Los tapones solubles se encuentran disponibles para todos los tamaños de *casings* utilizados habitualmente, e incluso con versiones de diámetro reducido (*slim*) para 4 ½", 5" y 5 ½". Dado que su diseño proviene de la experiencia con tapones de material compuesto, se mantienen y/o han sido mejoradas algunas características fundamentales, como el caudal que soportan al momento de ser bombeados en la sección horizontal. La presión diferencial es de hasta 10,000 psi, muy superior al promedio de presión diferencial que se genera sobre el tapón en los pozos no convencionales.

Hasta finales de 2018, más de 700 tapones solubles habían sido implementados con éxito en la formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina.

Acerca de la tecnología de fibra óptica combinada con *coiled tubing*

Como consecuencia del intenso y dinámico desarrollo de yacimientos no convencionales en las últimas décadas, el *upstream* del petróleo y del gas ha introducido avances tecnológicos que mejoran el entendimiento del comportamiento productivo de los pozos, especialmente cuando se trata de fracturas complejas que producen múltiples intervalos.

Por otro lado, como resultados de las mejoras de producción obtenidas, a medida que se perforan pozos con extensiones horizontales significativas, aumenta la colocación de etapas de fracturas hidráulicas, que a su vez implica punzados de *clusters* por etapa cada vez más numerosos y con el fin de optimizar el volumen de reservorio contactado.

Bajo estos escenarios de inyección y de producción en completaciones multi-fractura, se hace necesario el desa-

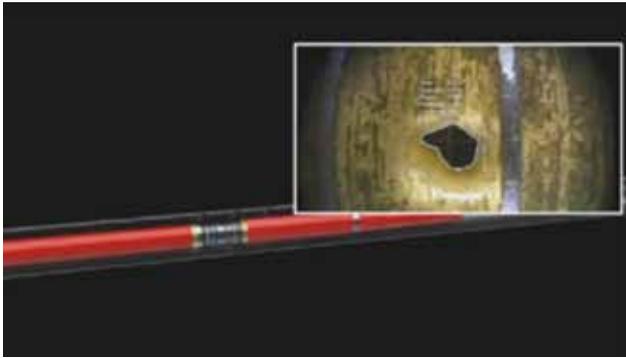
operación sin incurrir en tiempos no productivos o en un descenso significativo de la eficiencia. Estas operaciones suelen reanudarse con tapones solubles de menor diámetro (comúnmente denominados *slim*) que permiten pasar por la restricción. Al finalizar la operación de PnP en un pozo colapsado ya no existe el riesgo de generar recortes de gran tamaño por el uso de fresas de tamaño reducido, dado que los tapones se disuelven solos. Pueden utilizarse esas fresas en el caso de que se requiera lavar el pozo debido a la presencia de arena, sin que represente un riesgo.



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

**BAKER
HUGHES**
a GE company





rollo de tecnologías que permitan evaluar la eficiencia de inyección o eficiencia de los *cluster* punzados que recibirán fluido durante el fracturamiento, así como también evaluar las zonas que efectivamente contribuyen a la producción del pozo después de colocados los tratamientos de fractura.

Este tipo de análisis toma dimensiones que impactan significativamente en el diseño de la completación de los pozos, ya que permite redefinir u optimizar la estrategia en cuanto al número de etapas de fracturas a colocar, el número y el tamaño óptimo de *clusters* por etapa de fractura, así como también su espaciado. De igual manera permite determinar la contribución o la distribución de los hidrocarburos producidos a lo largo de la sección horizontal durante la etapa productiva del pozo, todo esto con el fin de reducir los costos por barril de petróleo equivalente (BOE) producido y, al mismo tiempo mejorando el rendimiento de los activos y acelerando la curva de aprendizaje.

En este sentido la utilización de fibra óptica instalada en cañería continua *coiled tubing* introduce una solución

costo-efectiva que permite obtener información en tiempo real del movimiento de fluidos a lo largo de todo el pozo, a través de los registros distribuidos de temperatura y acústico de alta resolución. Esta combinación de fibra óptica transportada con unidad de cañería continua *coiled tubing* permite tomar mediciones en ambientes de altas temperaturas y longitudes de hasta 10 km.

Mediante esta tecnología se pueden conseguir respuestas a preguntas como: ¿opera el completamiento de acuerdo al diseño? ¿Se entiende de qué manera el pozo produce a lo largo de todas sus secciones? ¿El fluido de estimulación es inyectado en el intervalo deseado?

Una de las ventajas costo efectiva de esta tecnología es la utilización temporal de la fibra óptica, que solo se emplea cuando el pozo es intervenido con la unidad de cañería continua (*coiled tubing*).

Una ventaja adicional es la utilización de la fibra óptica para evaluar la integridad del pozo o detección de fugas antes, durante y/o después de finalizar los tratamientos de fractura, así como también determinar si existe alguna interacción entre pozos vecinos que pudiese impactar en el desempeño de la completación.

Como complemento a los registros distribuidos de temperatura y acústico, se tiene la posibilidad de hacer trabajo suplementario de inspección visual del pozo con la cámara de 360° en tiempo real, la cual puede servir también para hacer la caracterización visual de las fallas, su dimensionamiento y el estudio de tamaño de perforados para evaluar, junto con el DTS, la distribución de los tratamientos de fractura a lo largo de la sección horizontal.

Estas herramientas cuentan con la capacidad de bombeo a través de las mismas, brindan así una gran versatilidad y mantienen toda la comunicación vía fibra óptica a superficie. ■



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



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

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

Apto para presiones diferenciales de 10,000 psi.

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

La productividad de pozos en Vaca Muerta cerca de alcanzar la del Permian

Por *Ruy Riavitz* y *William Hitters* (*Kosmos & Luxmath*)

Según los autores, la productividad de los pozos petroleros en la formación que se halla mayormente en Neuquén está cerca de alcanzar la del Permian y aún tiene un gran potencial de crecimiento.

La productividad de los pozos petroleros de Vaca Muerta ha crecido de manera notable en los últimos dos años. Si bien los pozos de gas también han mostrado una performance sorprendente, en este artículo nos referiremos solo a los pozos petroleros.

Generalmente cuando hablamos de la productividad de un pozo, sin entrar en demasiados tecnicismos, nos referimos a su capacidad para produ-

cir hidrocarburos a lo largo de un determinado período. Es por ello que su conocimiento es esencial a la hora de realizar una evaluación económica.

La productividad de un pozo básicamente se define por dos parámetros: las propiedades de la roca y el diseño del pozo.

La única manera de incrementar la productividad de los pozos es con un trabajo científico previo. Así resulta fundamental comprender la



Breve historia de los pozos petroleros de Vaca Muerta

La operadora YPF es sin duda la compañía que tiene la mayor trayectoria en la perforación y terminación de pozos no convencionales en Vaca Muerta. Con más del 70% del total de los pozos perforados en esta formación, sus decisiones condicionan los resultados que analizaremos a continuación.

En la figura 1 podemos observar una mejora significativa en la producción por pozo entre los años 2015 y 2016.

En 2015, los pozos, en promedio, acumularon en el sexto mes de producción algo más de 20.000 bls (de ahora en adelante llamaremos a este valor NP6 y lo usaremos como medida de la productividad).

Para 2016, el NP6 casi triplicó al de 2015 alcanzando los 60.000 bls y para 2018, este valor llegó casi a los 100.000 bls, es decir, creció al multiplicarse por 5 desde 2015.

La explicación para el salto entre 2015 y 2016 reside fundamentalmente en el hecho de que YPF cambió su plan para el yacimiento Loma Campana, en vez de pozos verticales desarrolló pozos horizontales.

En 2015, de un total de 192 pozos que entraron en producción, 176 fueron perforados por YPF. De estos, solo 36 fueron horizontales y, sin embargo, probarían que el camino óptimo para el desarrollo del *shale* tenía la misma dirección que se siguió en Norteamérica.

Mejora significativa en productividad, comparable a la de Cuenca Permian

En 2018, de los 79 pozos que se agregaron a la producción de petróleo de Vaca Muerta, solo 38 alcanzaron el sexto mes de producción. Esto explica por qué la curva de producción acumulada fluctúa tanto para ese año. En junio de 2019 contaremos con la producción de todos los pozos y tendremos una curva más estable.

La escala en la cuenca Permian es otra. A septiembre 2018, 3204 pozos fueron puestos en producción en este año. De ellos, un total de 1441 alcanzaron al sexto mes de producción.

naturaleza de la roca con el fin de, primero, elegir el mejor nivel donde aterrizar con la rama horizontal y, segundo, diseñar una terminación de pozo que maximice la extracción de hidrocarburos en el más corto período y al menor costo posible.

Desde 2016, la productividad de los pozos de Vaca Muerta ha experimentado un abrupto crecimiento al punto de alcanzar al de los pozos no convencionales de la Cuenca Per-

mian, la más prolífica productora de petróleo de los Estados Unidos.

Con el fin de poder sacar conclusiones concretas, hemos tomado como medida de productividad la producción acumulada de los pozos durante los primeros seis meses. Lo que observamos justifica nuestra convicción de que Vaca Muerta tiene el potencial para convertirse en una de las cuencas productoras de *shale oil* más importante en el mundo.

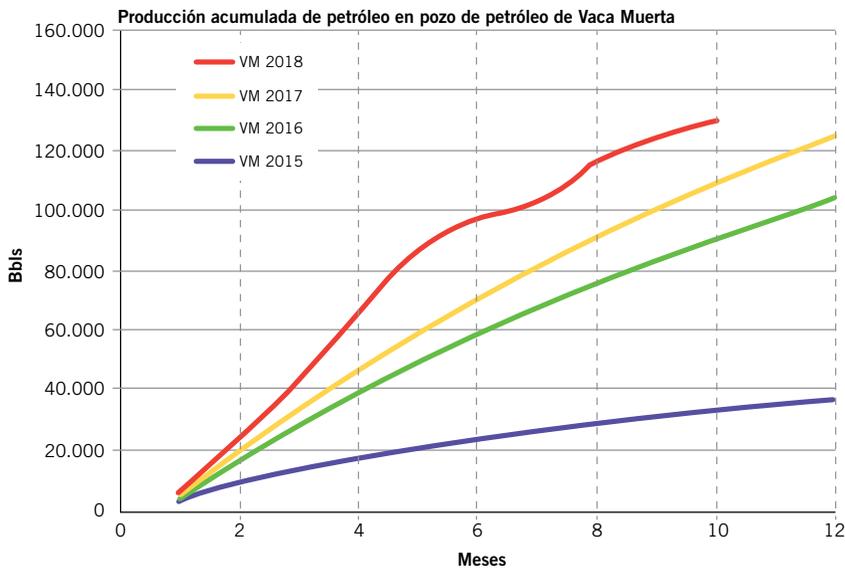


Figura 1.

Al comparar en la figura 2 la performance de los pozos de Vaca Muerta con los de Permian, podemos observar que la distancia entre la producción acumulada para un caso y el otro en cada mes es poca.

El NP6 promedio para los pozos de Vaca Muerta en 2018 llega a ~97.000 bls, mientras que en Permian este valor ronda los 92.000 bls.

Una importante conclusión que podemos sacar a simple vista es que el NP6 de los pozos de Vaca Muerta creció desde ~71.000 bls en 2017 a los ~97.000 bls, representando un crecimiento de la productividad interanual del 38%.

Incremento en el largo de las secciones laterales

Creemos que la principal razón de semejante mejora es que se perforaron pozos con secciones laterales en promedio más largas en 2017 que en 2018.

En 2017, el TD promedio de los pozos fue de 4812 m mientras que en 2018 fue de 5260 m, según datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación. Esto representa un aumento promedio de ~400 m en la longitud de los laterales, es decir, un 20% de aumento (Figura 3).

En la Argentina los operadores no

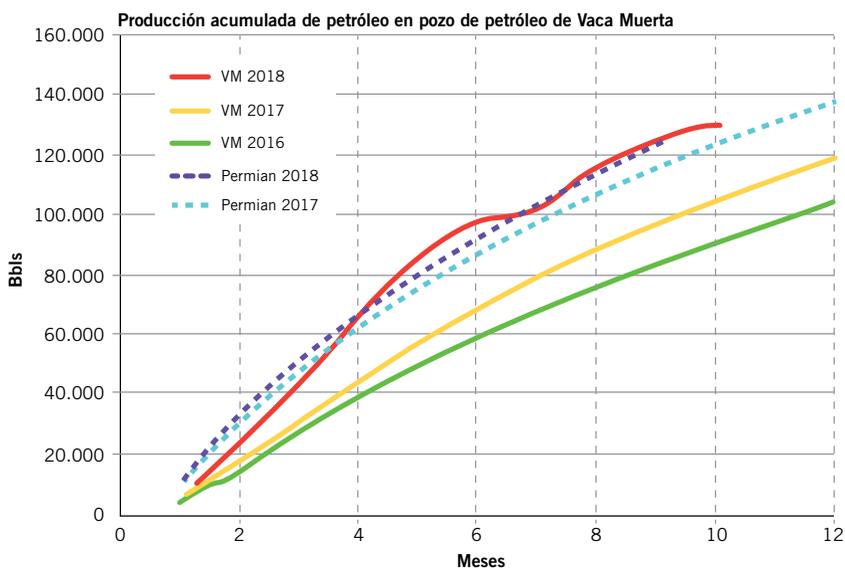


Figura 2.

están obligados a informar el largo de secciones laterales, solo deben informar el largo total del pozo o TD. No obstante, para la mayoría de los casos, se puede realizar una buena aproximación teniendo en cuenta que la sección vertical + la curva suma, en general, unos ~3000 m.

Teniendo en cuenta esta consideración, podemos estimar que el pozo promedio en 2017 tuvo una sección horizontal de ~1800 m (5943 ft) y en 2018 ese valor creció a 2260 m (7412 ft).

Potencial significativo

Vemos que las empresas operadoras en Vaca Muerta tienen un buen margen para seguir optimizando tanto la perforación como la completación de sus pozos y muy pronto, probablemente, sobrepasen las productividades obtenidas en Permian.

Justificamos nuestra observación en el hecho de que los pozos están alcanzando la performance de los pozos norteamericanos con secciones laterales en promedio más cortas.

Actualmente, en la Permian el pozo estándar tiene una sección lateral de ~9000 ft mientras que en Vaca Muerta, como hemos apreciado, fue de ~7400 ft, en 2018.

En la figura 4¹ se observa que las mejoras en productividad en la Permian, a lo largo de los últimos años, fueron el resultado de un incremento constante en la longitud de los pozos y de la cantidad de agua y arena inyectadas por metro de pozo. Parte de los que la industria llama hoy como HDC (*High Density Completions*).

Esta evolución entre una generación y otra de pozos en los Estados Unidos es parte de una curva de aprendizaje que incluyó la incorporación de nuevas tecnologías y de prácticas que aumentaron la eficiencia a lo largo de todo el proceso de fabricación de pozos.

Afortunadamente para las empresas operadoras en Vaca Muerta, este proceso se acelera por las lecciones aprendidas por sus pares en Norteamérica.

Achicando el espacio entre clusters y fracturas

El espaciado entre clusters y fracturas es una variable crítica en la



Respirá profundo, ya llegó lo que estabas esperando.

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

Protección contra partículas, vapores orgánicos, gases ácidos.

- Pieza facial
- Tubo de respiración
- Unidad turbo

Confort

- Liviano
- Diseño
ergonómico

Fácil de usar

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



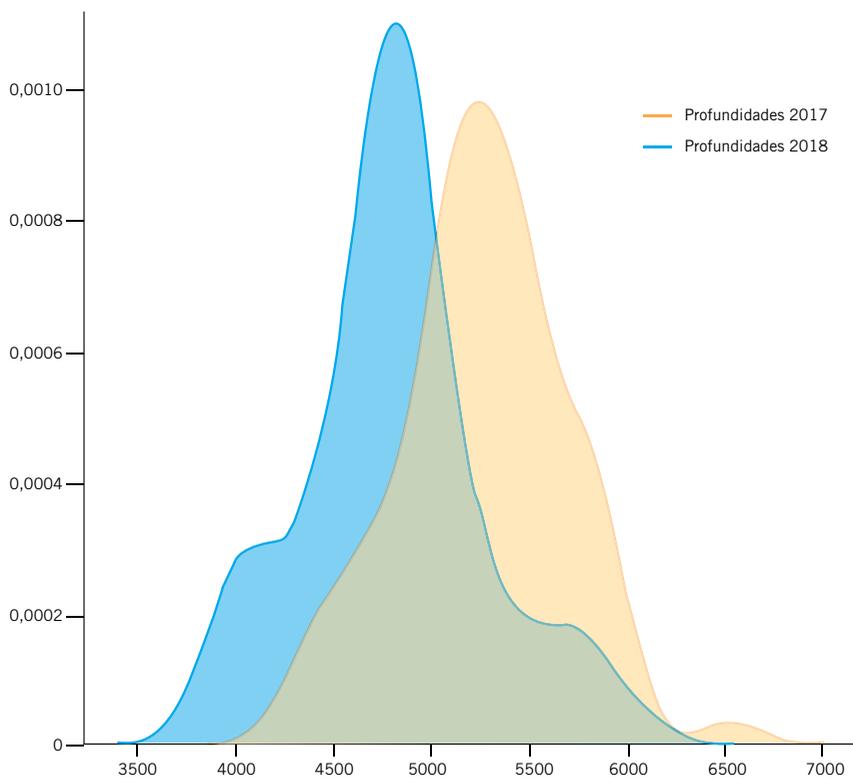


Figura 3.

optimización de la productividad del pozo. Esta variable de diseño define cuánto se quiere fracturar la roca en la proximidad del pozo. A mayor cantidad de *clusters* y etapas de fracturas, la productividad del pozo aumentará hasta alcanzar un máximo, que es cuando las fracturas se interfieren entre sí o se alcanzan zonas de poca productividad.

También se debe tener en cuenta que una mayor cantidad de fracturas y de *clusters* significa un mayor costo y, por lo tanto, es preciso encontrar el espaciado entre fracturas y *clusters* que nos den el óptimo económico. Es bien sabido entre ingenieros de reservorios que:

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(A, \sqrt{k}, \text{etc.})$$

Donde $\frac{\Delta P}{Q}$ se considera relacionada

con la productividad dinámica del pozo.

A es el área creada por la fractura, a través de la cual fluyen los hidrocarburos que se producirán. Mientras mayor es el área A creada dentro de la zona productiva, mayor será la productividad del pozo.

Para hacer mayor nuestra área A, se debe inyectar más agua y más arena dentro de la zona más prospectiva, por lo general cerca del pozo.

Como explicamos, la productividad en la Cuenca Permian se incrementó paulatinamente con los aumentos en la cantidad de fracturas por pozo. Esto implicó un mayor volumen de agua y arena bombeados por metro de pozo.

En 2016, en West Texas, un diseño estándar de fractura consistía en bombear ~30 bls/ft de agua y unas 1500 bls/ft de arena. Actualmente, el diseño promedio ha evolucionado hasta

llegar a unos ~40bls/ft de agua y unas 2000 lbs/ft de agente de sostén.

En paralelo, allí los operadores han achicado el espaciado entre etapas de fracturas y han aumentado la cantidad de *cluster* por etapa con el fin de crear un área de mayor efectividad al distribuir las fracturas dentro de la zona más prospectiva de la roca.

Siguiendo estas experiencias, los operadores locales decidieron incrementar el volumen de agua hasta ~40bls/ft con resultados positivos. De hecho, probablemente, esta sea otra de las razones que explica las mejoras extraordinarias en la productividad en Vaca Muerta entre 2016 y 2018.

Estimamos que al achicar el espaciado entre fracturas y al agregar más *clusters* por etapa, de la misma manera que se hizo en los Estados Unidos, se puede incrementar la productividad hasta un 40% más por cada metro de pozo horizontal².

Al observar la figura 4, podemos concluir que posiblemente para muchos pozos en la Permian, la productividad por metro haya llegado a un máximo.

A pesar de que las compañías continúan reduciendo el espacio entre fracturas y han probado todo tipo de configuración en la completación de los pozos, la productividad no se ha incrementado en los últimos años de manera significativa. Si esto que observamos es correcto, la única manera de aumentar la productividad de los pozos sería simplemente incrementando su longitud.

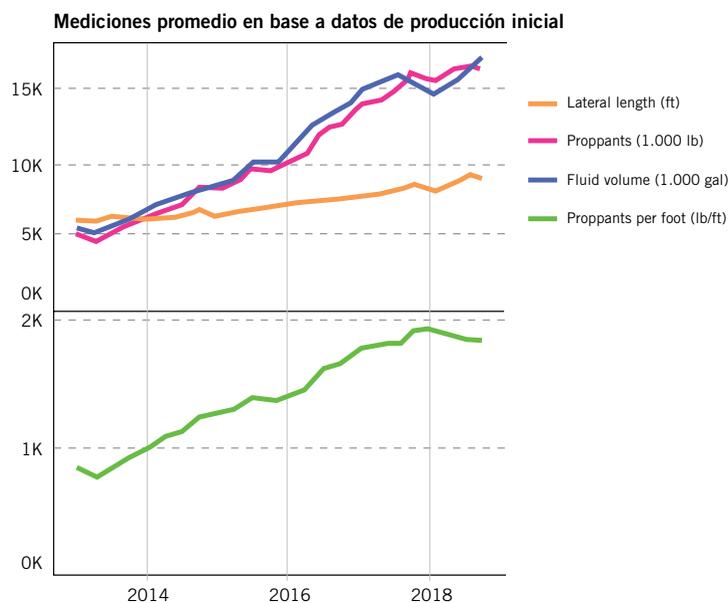


Figura 4.

Por el contrario, en la Argentina observamos que los operadores tienen un margen importante para aumentar la cantidad de fracturas y *clusters* por pozo para encontrar el óptimo. Como hemos dicho, ese es un trabajo que debe realizarse con un mayor entendimiento de la naturaleza de la roca, de su petrofísica, su geomecánica y sus respuestas ante diferentes configuraciones de fractura de pozo.

En resumen, entendemos que existe un buen margen en Vaca Muerta para que las compañías incrementen su productividad implementando diseños de completación con mayor densidad de fracturas y *clusters* que aumente el área de drenaje en la zona más productiva de la roca.

Conclusión

Los pozos petroleros de Vaca Muerta están produciendo en los mismos niveles que los pozos de la cuenca más prolífica de los Estados Unidos. Sin embargo, esta paridad se alcanzó con pozos en promedio más cortos y con configuraciones de terminación menos agresivos en términos de espaciamiento de etapas de fractura.

A pesar del grado de generalización sobre el que se basa este informe, podemos confiar en que nuestra convicción acerca del potencial de crecimiento en productividad de los pozos de petróleo de Vaca Muerta no es errada.

Particularmente, si tenemos en cuenta los resultados obtenidos hasta el momento con solo 800 pozos perforados, mientras que en la cuenca Permian se perforan, al menos 3000 cada año.

A pesar de las significativas mejoras en eficiencia logradas en estos años, los costos de desarrollo en la Argentina son todavía mayores en general que la de *plays* similares en los Estados Unidos. Existen razones estructurales que definen esta diferencia, como la falta de un mayor número de compañías de E&P y de servicios compitiendo, la existencia en la Argentina de un régimen impositivo poco competitivo y la menor disponibilidad de infraestructura, por nombrar solo algunos aspectos.

Creemos que las empresas locales continuarán implementando las tecnologías y las mejores prácticas cuyo

éxito fueron corroborados en Norteamérica, al mismo tiempo que seguirán optimizando los diseños de pozo con el fin de extraer el máximo posible de hidrocarburos de la roca. En definitiva, la posibilidad para el mediano o largo plazo de tener costos de desarrollo menores que en los Estados Unidos está a la vista.

Finalmente, y basados en la significativa diferencia que existe en los costos de ingreso o de adquisición de los derechos sobre los bloques, los

proyectos en Vaca Muerta están en una posición sobresaliente para convertirse en una inversión de alto retorno para los inversores que estén dispuestos a tomar el riesgo ubicado por encima de la superficie del terreno. ■

1 Shaleprofile.com analytic tools.

2 Luxmath Advisors Report: Completion and Landing Horizon Optimization - High Density Completions, January 2019.



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

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



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

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

Aislaciones térmicas en tuberías



de ERFV y acero para el control de parafinas, hidratos y crudos pesados

Por **Miguel Ariagno** (Patagonia Shale Services)

La industria desarrolla soluciones para mantener el flujo de transporte de hidrocarburos seguro, en ocasión de bajas temperaturas.

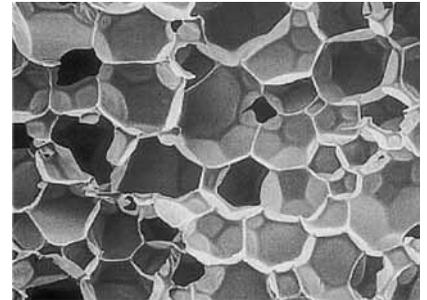
La industria hidrocarburífera conoce los problemas derivados de las bajas las temperaturas en las tuberías de ERFV o acero, que están instaladas de forma aérea y/o soterradas cuando transportan hidrocarburos de alta viscosidad o cuando los hidrocarburos transportados forman hidratos y parafinas. En estos casos se utilizan distintas soluciones para mantener un flujo seguro: las activas y las pasivas.

Soluciones activas. Son aquellas que requieren la intervención constante para su efectividad y tienen un costo operativo asociado perma-



te no tiene un alto costo de inversión inicial, pero si altos a lo largo del tiempo.

Soluciones pasivas: son aquellas que no requieren intervención para mantener en operación los ductos o la minimizan. La solución pasiva más utilizada es la aislación térmica de la tubería con poliuretano expandido rígido (PURF, por sus siglas en inglés).



En este caso se busca sostener la energía del fluido, mediante la aislación con un material de muy baja conducción térmica. El PURF posee un gas inerte de baja transmisión térmica atrapado en su interior en forma de celdas o burbujas cerradas. La aplicación de esta técnica solo implica el costo inicial de la inversión, que será amortizado durante la operación. No requiere costos de mantenimiento.

El sistema funciona sin la intervención de un agente externo y trabaja dentro de los parámetros operativos bajo los cuales se diseñó la aislación.

La ventaja de la aislación térmica de tuberías respecto de otras soluciones es el ahorro y/o reducción de la pérdida de energía (calor) del fluido al ser transportado.

Ventajas técnicas y económicas de las aislaciones térmicas

- Ahorro de energía de bombeo.
- Ahorro de energía de aporte de calor.
- Aumento de producción por eliminación de pérdidas de producción, en el caso de las líneas pozo/batería y oleoductos.
- Reducción de la contrapresión en boca de pozos por mejora de flujo en las líneas pozo/batería.

nente. A su vez, las soluciones activas pueden clasificarse según el procedimiento en químicas, mecánicas o térmicas.

- **Químicas:** aplicación de desparafinadores, alcoholes, reductores de viscosidad, diluyentes, solventes y mezcla con hidrocarburos menos viscosos, entre otros.
- **Mecánicas:** pasaje de “chanchos rascadores”, cuando se detecta que comienza a “cerrarse” la sección aumentando la presión en el ducto.
- **Térmicas:** por aporte de energía externa al sistema; cinta calefac-

tora, traceado de vapor, aumento de temperatura en cabecera de bombeo, *hot oil* o *hot water*, etc.

En todos los casos, siempre hay que evitar que se obture por completo la tubería.

Estas soluciones activas tienen un programa preventivo de mantenimiento que consiste en entregar energía eléctrica, gas, líquidos para calefacción y bombeo para el mantenimiento de instalaciones y equipos (calderines, cintas calefactoras, etc.) o productos químicos y horas hombre, entre otros costos asociados. El costo de las soluciones activas generalmen-

- Eliminación y/o reducción de la formación y la precipitación de cristales de parafina.
- Eliminación y/o reducción de obstrucciones de tuberías de conducción por bajas temperaturas.
- Ahorro o reducción de instalaciones de calefacción y/o mantenimiento de temperatura.
- Mejoras en la seguridad de las instalaciones del yacimiento.
- Eliminación de la posibilidad de formación de hidratos de metano y la corrosión asociada al precipitar agua en presencia de componentes corrosivos solubles en agua (CO_2 , H_2S , etc.).
- Eliminación y/o reducción del mantenimiento e inspección requeridos de las instalaciones asociadas.
- Eliminación de los productos químicos necesarios para la disminución de la viscosidad y o antiparafínicos y su complicada operación.
- Reducción de la fricción por reducción de la viscosidad del fluido que será transportado.
- Eliminación de las intervenciones con *Hot Oil / Hot Water* y las pérdidas por paradas.
- Alta resistencia durante la manipulación y el transporte de los tubos.
- Alta resistencia mecánica para la instalación.
- Combinación con otras tecnologías, cinta calefactora, revestimientos internos para parafina, etc.
- Permite que las líneas sean soterizadas o aéreas.
- Sistema amigable con el medio ambiente.

Los cambios de presión, temperatura o composición del crudo a menudo inducen la precipitación de parafinas e hidratos, que dificultan mantener dentro de los parámetros de flujo seguro a los hidrocarburos en las líneas de producción o troncales antes de las plantas de tratamiento. Por ese motivo, el diseño de los sistemas de producción y las estrategias de funcionamiento se deben tener en cuenta en los casos que las bajas temperatura generen problemas de flujos.

Parafina

Los hidrocarburos de muchos yacimientos se tornan inestables tan pronto salen de la formación. Los cambios en las condiciones, entre las que se incluyen las bajas de temperatura y presión, pueden resultar en deposiciones sólidas sobre las paredes internas de las tuberías. Estos depósitos, generalmente, están formados por hidrocarburos de cadena larga, recta y ramificada, conocidos como parafina.



Las parafinas también afectan la reología del crudo al aumentar su viscosidad, incluso al punto de gelificar el petróleo. Dependiendo de la temperatura, el punto de turbidez del petróleo, el contenido de parafina y la tasa de deposición, estas pueden llegar a bloquear completamente el paso del flujo o reducirlo en forma progresiva.

Es de suma importancia mantener la temperatura por encima del *cold point* (CP, *pto. niebla*), punto donde comienza a formarse un núcleo de parafina. El núcleo crece a expensas de las partículas sólidas de parafina adyacentes. Por encima del CP, el crudo parafinoso generalmente se comporta como fluido newtoniano; por debajo del CP y en el entorno del punto de escurrimiento (*or point*, pp) se comporta como no newtoniano, es decir con anomalías de viscosidad.

La pérdida de temperatura origina la precipitación y el crecimiento de componentes del crudo que pierden su solubilidad, provocando la reducción de la sección de la tubería de producción.

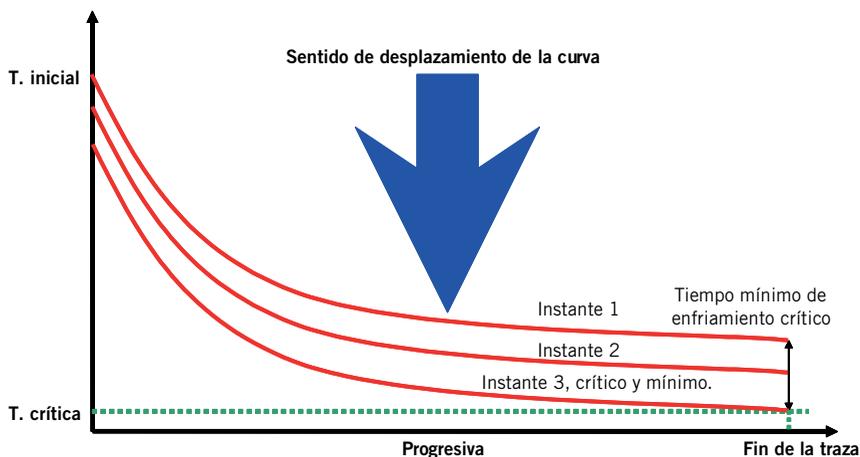
Hidratos de metano

El gas natural, al combinarse con el agua, forma tapones de hidratos por la combinación de baja temperatura y alta presión. Los hidratos pueden formarse y bloquear la tubería de producción (sin aviso previo y en forma inesperada) La probabilidad de formación de hidratos es mayor durante el cierre del pozo, cuando el sistema de producción está frío y las presiones son altas. Dependiendo de las presiones y las temperaturas de

Control de parafina e hidratos

Las temperaturas bajas y las altas presiones presentes en las instalaciones y líneas de flujo pueden causar la formación de hidratos, parafinas y asfaltos que se acumulan hasta bloquear el flujo en los ductos.

Estos bloqueos son costosos, interrumpen la producción y generan operaciones complejas para poner en funcionamiento nuevamente las líneas.

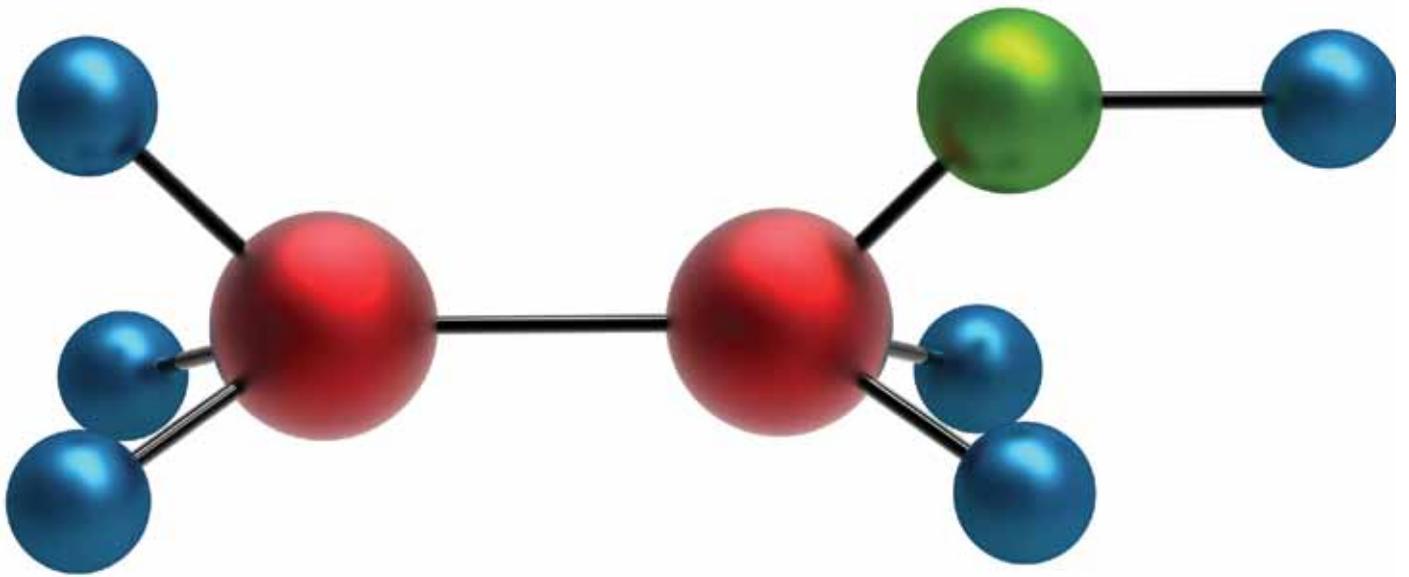




Marcas de confianza. Control de flujo confiable.

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

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



flujo, los tapones de hidratos también pueden formarse en condiciones de régimen.

Para prevenir y controlar la formación de hidratos puede usarse una combinación de tratamientos químicos y aislamiento térmico.

Cuando la producción de agua es muy alta, la inyección continua de inhibidor de hidratos resulta prohibitiva desde el punto de vista económico; en esos casos, la aislación térmica sirve para evitar el enfriamiento rápido durante un cierre del pozo u operación brusca.

Tiempo mínimo de enfriamiento crítico (inercia térmica del sistema)

El tiempo mínimo de enfriamiento (*cool down time*) es la "inercia térmica" del sistema, tubería + aislación térmica + hidrocarburo, y conceptualmente es el tiempo que tarda en llegar a la temperatura mínima admisible o punto crítico (el punto más frío de la traza del ducto, cuando el caudal es "0" y partiendo del régimen permanente o de diseño).

Al analizarlo desde otra forma, podemos decir que es el tiempo máximo de maniobra que se posee (en una línea en particular) para "solucionar" el problema y volver a poner en marcha

el ducto, antes de que se obture de forma total la sección interna.

Para conseguir este tiempo extra de maniobra se le adiciona un sobreespesor al original de cálculo en estado de régimen. Este extra espesor de aislación le otorga al sistema un margen de seguridad muy valioso que se deberá evaluar económicamente contra otras alternativas, como colocar un canal interno a la aislación térmica en contacto con el tubo para la posterior instalación de cinta calefactora, que permitirá una entrega de calor en casos muy críticos sin costo de operación durante el resto del tiempo.



Aislación térmica combinada con cinta calefactora

Las aislaciones térmicas se pueden combinar para ser utilizadas de forma continua o spot con cintas calefactoras, o bien para reducir el espesor de aislación térmica a priori necesaria, pero muy costosa o factiblemente no factible, o para que el aporte de calor por la cinta se realice cuando el ducto lo requiera en casos particulares, por ejemplo, cuando el caudal se detiene por alguna razón, de forma automática la cinta calefactora se pondría en marcha a fin de garantizar la fluidez del hidrocarburo mientras se repone el flujo en estado de régimen.

La aislación térmica ya se despacha desde fábrica con un canal instalado en contacto con el tubo con el objeto de completar la instalación *in situ*. De cinta propiamente dicha, como muestra la figura.

Comparación de pérdida de calor de oleoducto de entrega de 8" aislado versus desnudo

8" (219,10 mm), Q: 1.200 m³/día, Longitud: 24.000 m, crudo pesado: API 11, espesor del poliuretano: 43 mm, temperatura a la entrada: 75 °C, a la salida: 55,16 °C.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

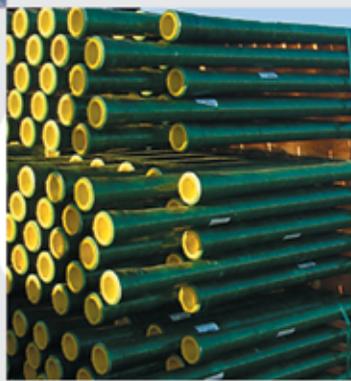


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

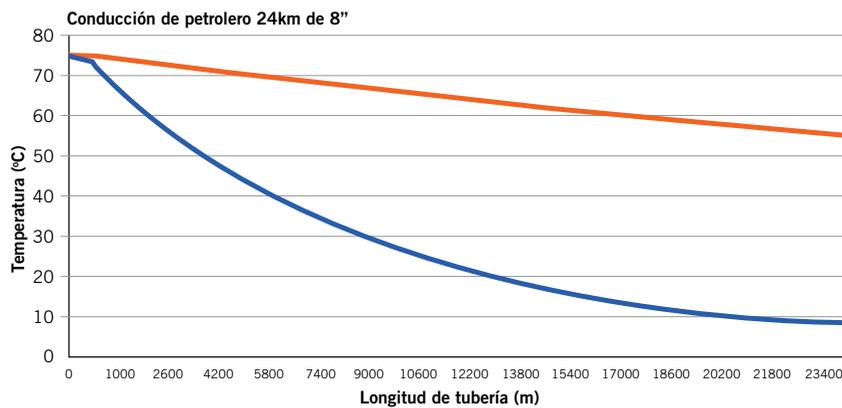


5L-0233
5CT-0303
15HR-0021



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar



Temperatura mínima admisible:
54 pc.

Ejemplo real de líneas pozo batería de producción de petróleo

Condiciones muy desfavorables, bajos caudales y bajo contenido de agua (10%), 4", 3" y 2 7/8", 1000 m, 10 m³/d.

Variables

- Espesor de la aislación, diámetro

CALIDAD Y RAPIDEZ EN CHAPA Y PINTURA

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






TECNOLOGÍA ALEMANA A BASE DE AGUA
El Arte del pintado

53 años



www.tallerharasimiuk.com.ar

📞 299 5805348

✉ tharasimiuk@speedy.com.ar

📍 Río Negro 855 - Neuquén



© 2015 SWISS MEDICAL. TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. SWISS MEDICAL. S.A. - BUENOS AIRES, ARGENTINA. WWW.SWISSMEDICAL.COM.AR

TODO LO QUE SU EMPRESA NECESITA PARA EL CUIDADO DE LAS PERSONAS EN UN SOLO LUGAR.



Estamos orgullosos de ser elegidos por las principales empresas de petróleo, gas y minería del país y por más de 950.000 asociados que saben que, estén donde estén, cuentan con la tranquilidad de sentirse protegidos.

- Protección médica para sus colaboradores
- Atención corporativa especializada
- Destacados profesionales
- La tecnología más avanzada



www.swissmedical.com.ar

ventasempresas@swissmedical.com.ar



EL SERVICIO DE EMERGENCIA Y PREVENCIÓN INTEGRAL PARA LAS EMPRESAS.

NUESTROS SERVICIOS:

- Emergencias y Urgencias Médicas
- Área Protegida
- Traslados Terrestres y Aéreos
- Medicina Laboral
- Cuidados Domiciliarios
- Cobertura de Eventos
- Servicios In Company
- Cursos de RCP y Primeros Auxilios

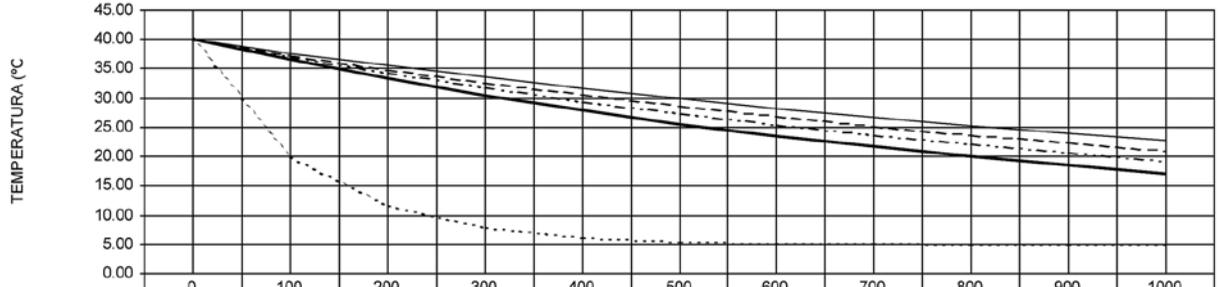


Más información en www.ecco.com.ar | 0800-444-3226

Buenos Aires: (011) 5272-8256 - Herrera 541, 2º Piso | Salta: (0387) 422-3778 España 943 4º piso

Mendoza: (0261) 445-2333 - Av. Colón 653 4º Piso | Neuquén: (0299) 443-8011 - Gobernador Denis 455

3", 1000 m, 10 m³/d, 10 % agua, T. boca de pozo 40 °C



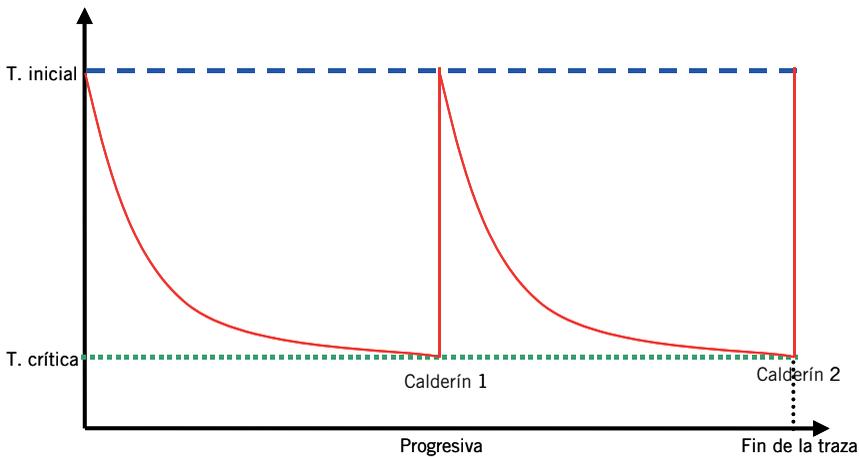
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
— tf (C), e Pu: 33 mm	40.00	36.47	33.30	30.45	27.88	25.58	23.51	21.64	19.96	18.46	17.10
- - - tf (C), e Pu: 43 mm	40.00	37.02	34.29	31.80	29.52	27.43	25.52	23.77	22.17	20.71	19.37
- - - tf (C), e Pu: 52 mm	40.00	37.38	34.96	32.72	30.64	28.72	26.95	25.30	23.79	22.38	21.08
— tf (C), e Pu: 65 mm	40.00	37.69	35.54	33.52	31.64	29.89	28.25	26.71	25.28	23.95	22.70
- - - - - tf (C), e Pu: 0 mm	40.00	20.11	11.52	7.81	6.21	5.52	5.23	5.10	5.04	5.02	5.01

- y caudal.
- Temperatura de entrada en boca de pozo (40 °C), profundidad de soterramiento: 0,8 m.

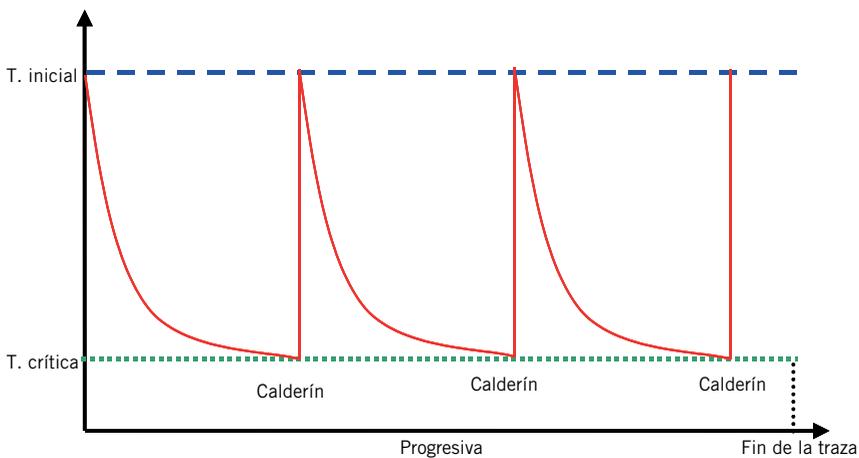
- Comparación de distintos diámetros y espesores de aislación térmica. En la siguiente tabla, se observa,



Aislación térmica de tubería de ERFV (epoxy reforzado en fibra de vidrio).



Caída de temperatura, sin aislación térmica



Caída de temperatura, tubo con aislación térmica

para el ejemplo descrito, las temperaturas obtenidas de distintos espesores de aislación en las mismas condiciones de flujo.

Combinación de la aislación térmica con calderines

Existen casos en los que la aislación térmica por sí sola no alcanza o habría que colocar un espesor de aislación tan elevado que no sería rentable o practicable; además, la cinta calefactora requeriría de una potencia eléctrica tal vez no disponible, por eso se puede combinar la aislación térmica del PURF con la instalación de calderines en forma más espaciadas.



INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Tratamiento de residuos especiales de
exploración y extracción de hidrocarburos.



TREATER
INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Av. Argentina N° 480 Piso 9
Neuquén- Neuquén – CP8300

Parque Industrial - Lote 56- Ruta Provincial 17
Añelo - Neuquén.

www.treater.com.ar



Análisis del consumo eléctrico residencial

La heladera o refrigerador o frigorífico es uno de los electrodomésticos más difundido en todo el mundo. Resulta fundamental para preservar los alimentos frescos. Actualmente se dispone de tecnologías maduras, seguras y cada vez más accesibles a los usuarios. El número de refrigeradores en uso, en los países en desarrollo y emergentes, se espera que se duplique en los próximos 15 años, con unos dos mil millones heladeras en esos países¹. Por otro lado, el refrigerador es el electrodoméstico de mayor consumo eléctrico en los hogares en casi todo el mundo. Si bien las potencias de otros electrodomésticos son muy

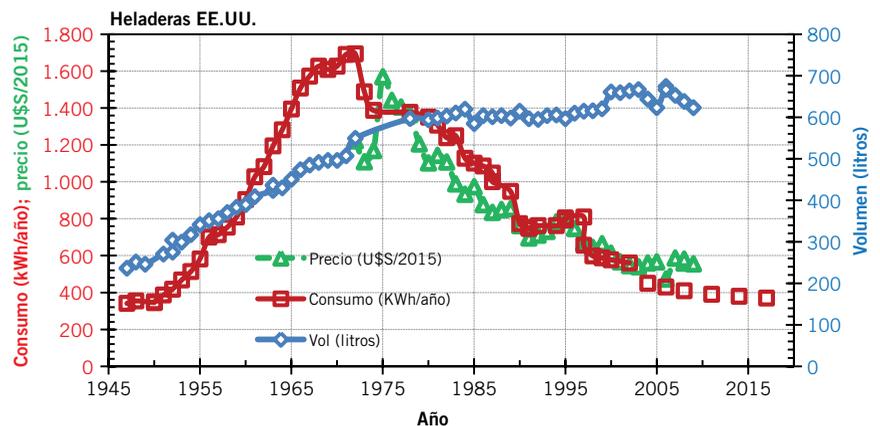


Figura 1. Evolución del consumo (símbolos cuadrados rojos, referidos al eje vertical izquierdo), precio promedio de las heladeras vendidas (triángulos verdes, referido al eje vertical izquierdo), y su volumen o capacidad media (rombos azules, referidos al eje vertical derecho). Nótese que la energía que consume la heladera promedio descendió sin que eso implique una disminución en su volumen o un aumento de precios (los cuales están ajustados a USD de 2015)². Una heladera moderna típica consume unas nueve veces menos que una heladera similar de 1973³.

Por qué renovar la heladera: eficiencia energética de refrigeradores

Por **Ángel Bermejo** y **Jorge Fiora** Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI-Energía); y **Salvador Gil** (Universidad de San Martín - UNSAM)

Las heladeras constituyen el principal consumo de electricidad en el sector residencial de la Argentina. Auditorías energéticas realizadas en hogares de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires indican que las heladeras representan el 24% ($\pm 10\%$) del consumo residencial y aproximadamente el 8% del consumo total eléctrico del país. Es de destacar que las heladeras antiguas consumen alrededor del doble que las nuevas con etiquetas.



superiores a la heladera, en general, permanece encendida las 24 horas los 365 días del año. Los refrigeradores, como veremos, se presentan en un amplio rango de consumos. Los equipos nuevos tienen consumos hasta diez veces menores que los de hace tres décadas y casi un tercio que los equipos de hace 15 años. En la figura 1 se muestra la evolución histórica del volumen promedio, el consumo

energético y el costo promedio de las heladeras en los Estados Unidos. Esta figura indica que el tamaño promedio de estos artefactos ha aumentado de manera continua a lo largo del tiempo. Hasta 1973, el consumo de energía también fue creciendo, momento en que comienzan a implementarse políticas activas de eficiencia energética en los Estados Unidos y en Europa. A partir de ese año, el consumo medio de los refrigeradores disminuye y lo más llamativo es que el precio promedio también comienza un proceso descendente, a pesar de que su tamaño medio siguió en aumento. La figura 1 muestra la falacia de que la mejora en el rendimiento de los equipos aumenta sus costos.

Además, deja en evidencia como los estándares de eficiencia, junto a

los sistemas de etiquetado en eficiencia, impulsaron los avances tecnológicos (aislamiento térmico, motores más eficientes, etc.), logrando reducir los consumos de energía de los refrigeradores desde su pico en 1973.



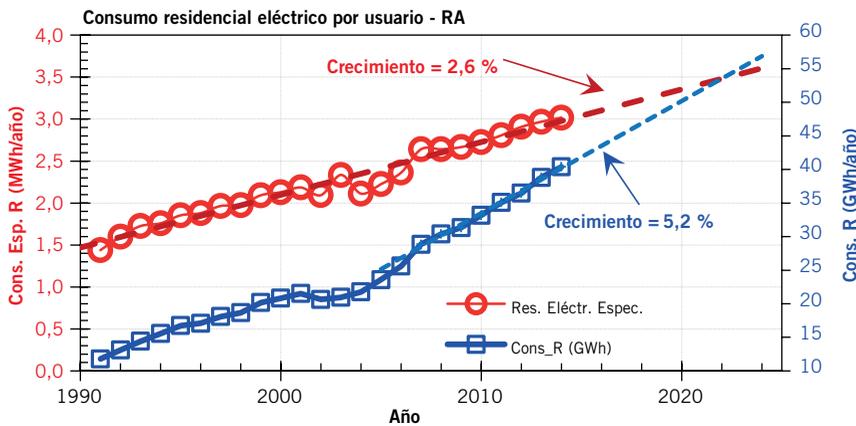


Figura 2. Variación del consumo específico eléctrico (consumo por usuario) como función del tiempo (círculos rojos, referidos al eje vertical izquierdo) y consumo eléctrico total residencial (cuadrados azules, referidos al eje vertical derecho). Como se observa, el consumo eléctrico residencial total es la variable que tiene el mayor crecimiento, el promedio del último lustro es de un 5,2%.

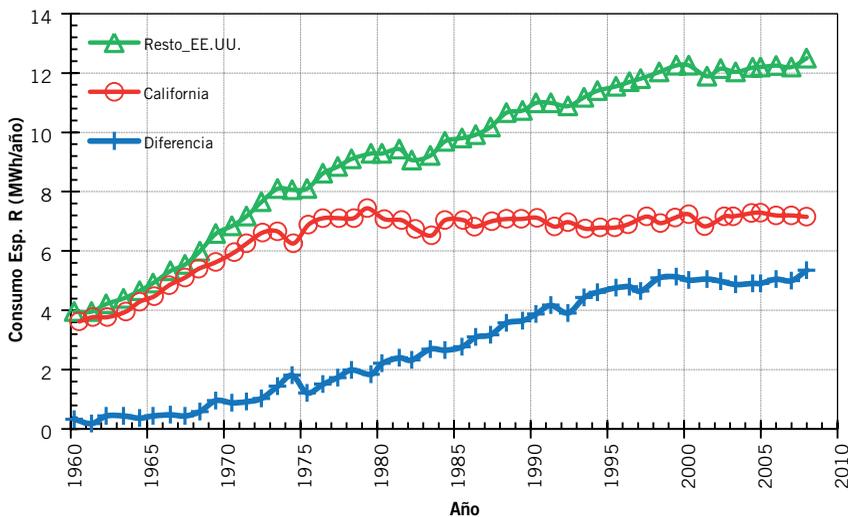


Figura 3. Variación del consumo específico eléctrico como función del tiempo para el estado de California (círculos rojos) y el resto de los estados de Estados Unidos (triángulos verdes). La diferencia se indica por las cruces azules. El ahorro logrado por California respecto de los otros estados es comparable al consumo total de la Argentina.

Además del consumo de electricidad, los refrigeradores tienen múltiples impactos ambientales, en particular el escape de gases usado en el circuito de refrigeración (Hidrofluorocarbonos (HFC) y otros gases fluorados o gases F), en particular cuando se desecha el refrigerador. Algunos de estos gases fluorados más antiguos dañan la capa de ozono y causan calentamiento global. Además, algunos de estos gases F son miles de veces más potentes que el CO₂ como gas de efecto de invernadero. Por esta razón, muchos gases F fueron prohibidos. En la actualidad se usan gases que tienen un menor impacto en el ambiente.

En la figura 2 se observa la variación del consumo eléctrico residencial total y el consumo eléctrico específico, es decir el consumo eléc-

trico por usuario² (o medidor) para la Argentina. La primera de estas variables, el consumo eléctrico residencial, es la que presenta el mayor cre-

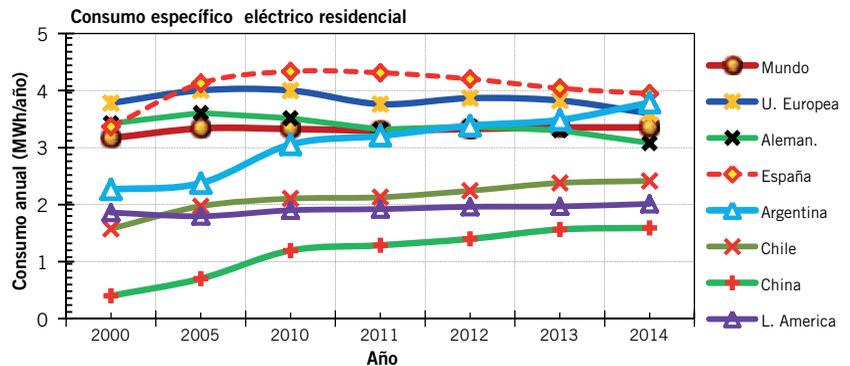


Figura 4. Variación del consumo específico eléctrico residencial (consumo específico R) en función del tiempo para varios países y regiones del mundo. Como se ve, pocos países presentan un crecimiento tan alto del consumo específico eléctrico como el argentino.

cimiento, un 5,2%, y se duplica cada 15 años aproximadamente. Este alto crecimiento genera muchos desafíos, tanto en la generación, como en el transporte y la distribución de la electricidad, lo que se traduce en un incremento muy significativo en el costo del kWh residencial.

Otra característica importante de los consumos residenciales es que son poco elásticos, es decir no varían apreciablemente con los ciclos económicos. Esto se evidencia en la figura 2, en el período de recesión entre 2000 y 2003, los consumos residenciales no disminuyen en la misma magnitud que varía la economía (PBI) y contrastan con los consumos industriales, que son fuertemente dependientes de los ciclos económicos. Este hecho se puede interpretar admitiendo que los usuarios residenciales, en tiempos de recesión, disminuyen la adquisición de nuevos artefactos, pero continúan usando los que ya han adquirido.

Es importante destacar que este incremento tan alto del consumo específico residencial observado en la Argentina no es una condición natural o lógica. Si observamos lo que pasó en los últimos años en California (Figura 3) y el resto de los Estados Unidos (Figura 4), podemos comprobar que esta situación no es inexorable.

En la figura 3 se representa la variación del consumo específico eléctrico como función del tiempo para el estado de California y el resto de los estados de Estados Unidos. Existe un amplio consenso en que la diferencia que esta figura muestra, conocida como efecto Rosenfeld⁴, es consecuencia de las normativas y estándares de eficiencia que California ha impuesto muy efectivamente desde los años setenta.



Invertimos en energía, para producir más energía.

Somos Pampa, una empresa integrada con foco en exploración, producción y distribución de electricidad, gas y petróleo.



www.pampaenergia.com

Pampaenergía

Confiar. Invertir. Crecer.

Anatomía del consumo eléctrico residencial - análisis *bottom-up*

Para analizar la distribución de consumos eléctricos en el sector residencial, se realizó un estudio exhaustivo en una muestra de 75 viviendas pertenecientes a estudiantes de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y habitantes del Barrio Cuartel V del partido de Moreno, Buenos Aires, que participaron voluntariamente en este estudio⁷. Para ello, se le proporcionaba a cada voluntario un equipo de medición de potencia y consumo eléctrico⁸. Se solicitó que en cada casa se realizara una medición de la potencia de consumo de cada artefacto eléctrico y se estimara tiempo de uso de cada uno.

En algunos artefactos, como la heladera, se medía el consumo diario a lo largo de todo un día. De este modo se tenía en cuenta el hecho de que las heladeras consumen energía en forma intermitente, con ciclos de funcionamiento y parada del compresor. En el caso del lavarropas, se medía el consumo de todo un ciclo de lavado típico y se estimaba el número de veces que se realizaba esta operación por semana. En el caso de lámparas, se dividían en dos grupos, aquellas de uso frecuente y las de uso ocasional. Para cada grupo se estimaba su tiempo medio de uso.

Por último, se ajustaban los tiempos de uso de cada artefacto, hasta que los consumos anuales calculados de cada artefacto concordaban con el informado por las facturas de electricidad dentro de un 5%. Cuando se

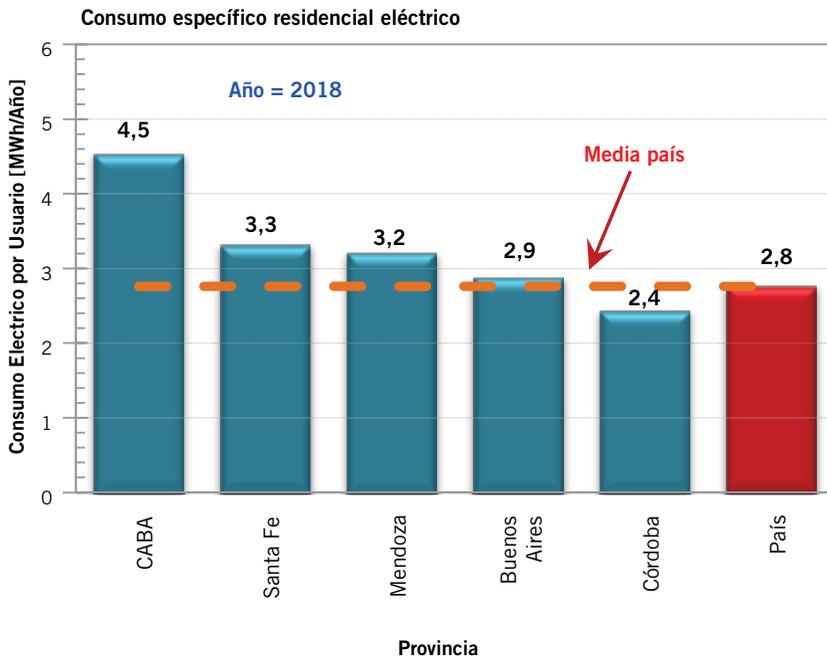


Figura 5 Consumos eléctricos específicos residenciales promedio para las principales ciudades de la Argentina proyectados al 2018, tomando un crecimiento anual de un 2,6%, partiendo de los datos de la fuente.

Por último, en la figura 4 se muestra la evolución del consumo específico de varios países como función del tiempo. Pocos países presentan un crecimiento tan alto del consumo específico eléctrico como la Argentina. En el nivel mundial se observa un amesetamiento del consumo y en los países de la Unión Europea se observa una tendencia a la baja. Por su parte China tuvo un crecimiento alto, pero su crecimiento económico

en las primeras décadas del nuevo siglo fue muy notable⁵.

Tomando como base el crecimiento del consumo eléctrico específico residencial del 2,6% anual de la figura 2, podemos proyectar los consumos específicos medios para las distintas provincias al 2018 (Figura 5)⁶. Estos valores surgen de un análisis *top-down*, es decir, a partir de datos globales del consumo residencial. Por otro lado, el análisis basado en las auditorías individuales, o análisis *bottom-up*, nos permite conocer cómo se reparte este consumo medio entre los distintos artefactos.

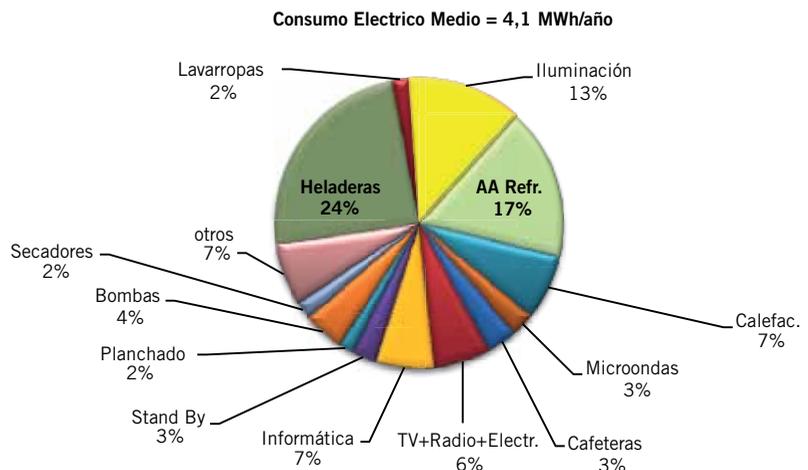


Figura 6. Consumo eléctrico residencial calculado a partir de una muestra de 75 casas de voluntarios de la UNSAM de nivel socioeconómico medio en la región de CABA y GBA, y habitantes del partido de Moreno de nivel socioeconómico medio bajo. Fuente: elaboración propia.

lograba esta concordancia, se obtenía la torta de consumo de cada hogar. Con este procedimiento fue posible realizar un gráfico de distribución del consumo eléctrico. En la Figura 6 se muestra el resultado para el conjunto de la muestra analizada.

El consumo medio de la muestra fue de 4,1 MWh/año, que es comparable con los consumos medio de CABA y Buenos Aires de la figura 5. Esto sugiere que la muestra utilizada es consistente con el comportamiento promedio de esta región del país, obtenida del análisis *top-down*. Como se observa, el consumo más importante en las viviendas de esta zona es el de las heladeras, que representa un 25% del consumo total eléctrico residencial. En segundo lugar, aparece el aire acondicionado con un 17% y, en tercer lugar, la iluminación con un 13% del total. Este consumo de iluminación residencial resulta considerablemente inferior a los registrados en el pasado⁹, lo cual es comprensible, ya que son consumos realizados en 2006, anteriores a la prohibición de las lámparas incandescentes en 2010. Entre 2016 y 2019, que es cuando se realizó este estudio, las lámparas fluorescentes compactas (LFC) ya cubrían casi el 45% y las leds, según nuestro relevamiento, el 33% del parque. Dado que las lámparas LFC tienen una eficacia luminosa de casi un factor 5 respecto de las incandescentes, es natural que el consumo de iluminación sea en 2017 y 2018 muy inferior al que teníamos en 2006.

Los consumos indicados en la figura 6 para la Argentina, se comparan muy bien con los registrados en la región central o continental de España. En ese país se realizó un estudio mucho más exhaustivo y completo, cuyos resultados son muy similares a los encontrados localmente, en particular los mayores consumos residenciales son similares^{10, 11}.

Como resulta claro, no todos los usuarios de la muestra estudiada tienen consumos similares. Por el contrario, si se separa en cuatro cuartiles según su consumo, se observa que el consumo medio de cada cuartil es diferente (Figura 7).

Un hecho notable del análisis de la figura 7 es la gran dispersión de los consumos, el consumo medio del cuarto cuartil es 14 veces mayor que el del primer cuartil, incluso cuando

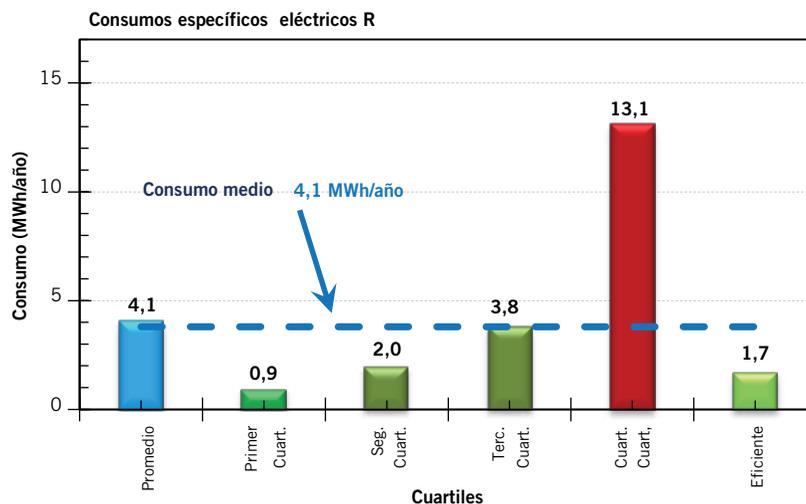


Figura 7. Distribución del consumo específico eléctrico residencial calculado a partir de una muestra de 75 viviendas, separado en cuatro cuartiles según su consumo total eléctrico. La primera barra corresponde al consumo promedio y la última, al consumo estimado para un usuario que hace un uso eficiente de los recursos. La muestra corresponde a un grupo socioeconómico de nivel medio y bajo en la región de CABA y GBA. Fuente: elaboración propia.

el número medio de habitantes por vivienda es similar.

Consumo de las heladeras

Un hecho notable en el análisis de las heladeras es que los consumos medidos para este artefacto también muestran una gran dispersión, como se observa en la figura 9. Por otra parte, en las heladeras que disponían de etiqueta de eficiencia, se observa que los consumos reales eran entre el 20% al 40% más alto que los indicados en

dicha etiqueta, según la Norma IRAM 2404 o su actualización a la IRAM 2004-3-2015.

En la figura 10 se muestra un resultado paradigmático: el consumo medido como función del tiempo para una heladera tipo A en eficiencia energética. Su volumen era de 258 l de frescos y 76 l de congelados, con un consumo nominal según la etiqueta de 342 kWh/año. El consumo medio observado fue, en promedio, de 452 kWh/año, o sea un 32% superior.

La diferencia se debe en gran parte a cómo, según esta norma, se miden

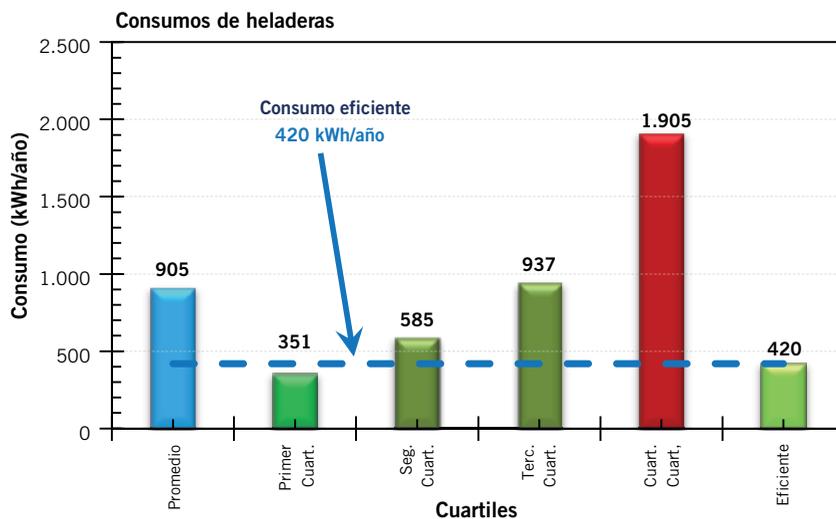


Figura 8. Distribución del consumo eléctrico de heladeras calculado a partir de una muestra de 75 viviendas. La primera barra (celestes) es el valor del consumo medio. Las otras barras representan los valores medios del consumo en cada uno de los cuatro cuartiles. La muestra corresponde a un grupo socioeconómico de nivel medio y medio bajo en la región de CABA y GBA. Obsérvese que el consumo medio del último cuartil es casi 6 veces el consumo del primer cuartil. Nótese que una heladera familiar con etiqueta A (última barra), actualmente tiene, luego de afectar su consumo nominal por el 30% correspondiente al uso, un consumo menor que la mitad del consumo promedio de las heladeras actuales.

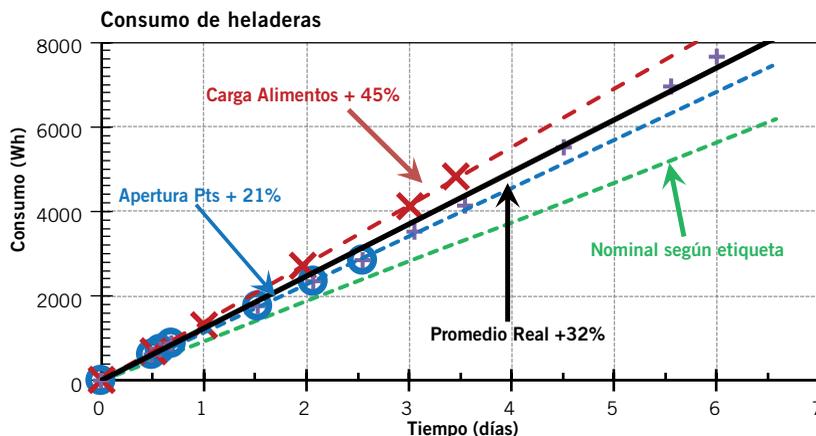


Figura 9. Consumo acumulado de una heladera Clase A en distintas condiciones de operación a lo largo de 4 días de medición. La línea verde punteada sería la variación del consumo en función del tiempo, tomando como base el valor indicado en la etiqueta de eficiencia energética. Los círculos azules son los resultados de la medición al abrir y cerrar la puerta, pero sin cargar la heladera. Las cruces rojas, el resultado de la medición agregando una carga de 10 l de agua por día. La línea negra (ajuste de las cruces violetas) corresponde al consumo promedio de uso habitual.

los consumos. Según la Norma IRAM 2404, el consumo de las heladeras de clima templado se realiza en un ambiente de 25 °C, con la heladera cargada, pero después que se alcanzó el equilibrio térmico y con las puertas cerradas. Desde luego, en condiciones reales, las puertas se abren varias veces al día y además se introducen nuevos alimentos a temperatura ambiente para enfriarlos.

En la figura 9 se indica con la línea de trazos verde, como serían las mediciones de consumo acumulado según el valor nominal del consumo indicado en la etiqueta. Los círculos celestes indican las mediciones de consumo acumulado como función del tiempo de la heladera, solo abriendo las puertas para retirar alimentos, pero sin cargar nuevos productos. Las cruces rojas corresponden a los consumos, después de introducir unos 10 l de agua a temperatura ambiente cada día. Por último, las cruces violetas, que se ajustan con la recta negra gruesa, son los datos obtenidos con la heladera usada en condiciones habituales de abrir las puertas y cargar de alimento, para una familia de tres personas. Este incremento de consumo respecto del valor indicado en la etiqueta se observó con ligeras variaciones para todas las heladeras ensayadas que tenían etiqueta de eficiencia.

En un estudio separado, se presentan los resultados más detallados de los efectos de aperturas de puertas con diversos tiempos y distintas cargas¹². Por ahora, solo podemos afirmar que el consumo real de una heladera es alrededor del 30% (±15%) del consumo nominal indicado en la etiqueta. Abrir

y cerrar la puerta de la heladera produce un incremento menor en el consumo que cargar la heladera. Mientras se carga la heladera típicamente con 10 l de alimentos o agua, al abrir la heladera se intercambia calor con el exterior, en un tiempo típico de apertura de una puerta, de algunas decenas de segundos, es difícil que el intercambio de aire con el exterior se realice completamente. Por otra parte, cuando se carga una heladera con unos 5 sachets de leche y unas tres botellas de gaseosas, se introduce una masa equivalen-

te a unos 10 l de agua. Lógicamente enfriar 10 litros de agua requiere más energía que hacer lo mismo con 75 ml de agua. Esta es posiblemente la razón de que el consumo de la heladera, indicado por las cruces rojas, aumente al 45%, como se muestra en la figura 9. Las personas hacen las compras con menos frecuencia de lo que abren y cierran la puerta de la heladera, en promedio el incremento resulta del orden del 30% (Figura 9).

El hecho de que la Norma IRAM 2404 subestime los consumos reales no es necesariamente un problema grave. Hay normas internacionales que incluyen aberturas de puertas, pero esto complejiza los ensayos y los hace más costosos^{13, 14}. Por otra par-

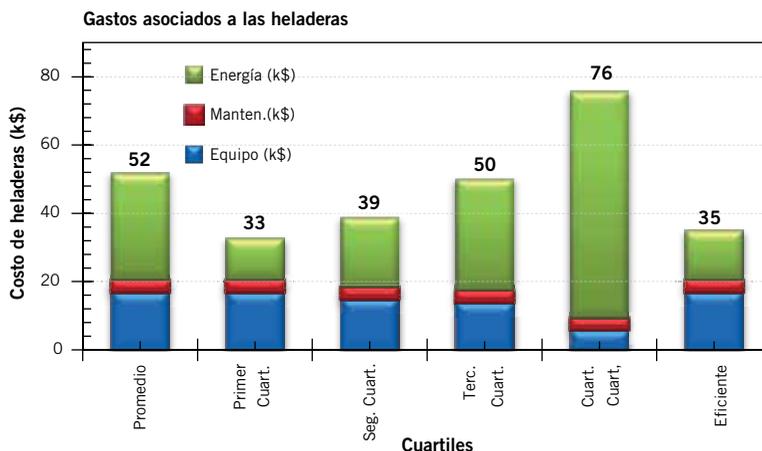


Figura 10. Costo de una heladera a lo largo de 10 años. Se incluye el costo del equipo (barra celeste), mantenimiento y reparación del equipo (barra roja) y costo de la energía (barra verde) reducido a valor presente. Las unidades son miles de pesos argentinos (k\$). Como puede apreciarse, el mayor costo en una heladera a lo largo de 10 años es el de la energía. Nótese que una heladera usada de hace 15 años genera un costo total de mantenimiento 2,7 veces mayor que una heladera nueva clase A.



GENERAMOS **FUTURO**

MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.
Estamos preparados para nuevos desafíos.

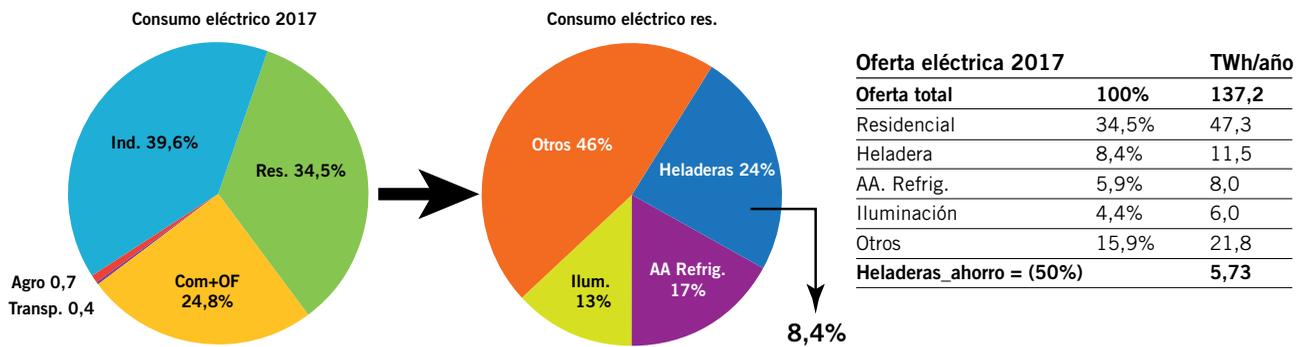


Figura 11. En el panel izquierdo se muestra la distribución del consumo eléctrico en los distintos tipos de usuarios en la Argentina en 2017¹⁶. En el panel del medio, se muestra cómo se distribuye el consumo eléctrico residencial entre los principales consumos del hogar, equivalente a la figura 7. Las heladeras representan el 8,4% del consumo total eléctrico. En la tabla se muestra la magnitud de la oferta total eléctrica y cómo se distribuye entre los principales usos.

te, los ensayos con puerta cerrada son simples, económicos y útiles a la hora de establecer un ranking confiable para realizar un etiquetado en eficiencia energética.

Según vemos en la figura 8, entre los consumos de las heladeras del primer cuartil y cuarto cuartil hay una variación de un factor de 6. Partiendo de que el costo del kWh en esta zona central de la Argentina es, en promedio, de unos 4\$/kWh, incluyendo cargo fijo e impuestos y suponiendo una vida útil de la heladera de 10 años, podemos calcular el costo total de la heladera (con los gastos de mantenimiento y energía reducidos a valores presentes). Suponemos un gasto de mantenimiento de un 25% del valor de la más costosa. Tomando una tasa de descuento del 5%, obtenemos el gráfico de la figura 10, donde se observan los costos del equipo, mantenimiento y energía a lo largo de 10 años (los valores están expresados en miles de pesos argentinos, al 24 de febrero de 2019). Resulta evidente que el mayor costo en una heladera a lo largo de 10 años de uso es el de la energía. Nótese, que el equipo más barato, una heladera usada de hace 15 años, genera un costo total de mantenimiento 2,3 veces mayor que una heladera nueva clase A, o mejor. Por eso, la primera recomendación a los usuarios es no comprar equipos usados, ni heladeras con una etiqueta inferior a la A. Por la misma razón no es una buena idea preservar un equipo antiguo como segunda heladera¹⁵. Si se necesita un segundo equipo, es aconsejable adquirir uno con buena eficiencia energética, ya que a la larga se ahorra dinero.

En el mercado local, actualmente se puede adquirir una buena heladera familiar (de unos 300 litros de volumen total interno) etiqueta A, por

unos \$17.000, equivalente a unos USD440. Su consumo anual, en uso (incluyendo un 30% de corrección al consumo indicado en la etiqueta) puede generar un consumo efectivo anual de unos 420 kWh/año o menos.

Potenciales ahorros de electricidad por recambio de heladeras

En la figura 8 se observa que el valor medio del consumo de las heladeras en esta muestra es de 905 kWh/año. Una heladera A, incluso con la corrección de consumo por uso (aperturas de puerta y carga de alimentos) es de 420 kWh/año, es decir se puede lograr un ahorro del 54%. Por lo tanto, si tenemos en cuenta que en 2017 el consumo residencial eléctrico representó el 34,5% del consumo eléctrico, resulta que las heladeras consumen el 8,4% de toda la energía eléctrica del país, como se ilustra en la figura 11. El potencial ahorro por reemplazo de un viejo equipo, previo al etiquetado, por una heladera con etiqueta A, es del 54%. El potencial ahorro que se podría lograr con un plan canje de heladeras no etiquetadas por otras con etiqueta A, sería del orden del 4,5% de consumo eléctrico total, es decir unos 5,7 TWh/año. Esta energía es comparable a la generación de una gran central eléctrica, como Atucha II.

Posibilidades de un plan de cambio de heladeras en el sector residencial

Según los datos de dos encuestas realizadas independientemente y de las auditorías en las 75 viviendas, el porcentaje de heladeras clase A, o me-

jor, en uso es de alrededor del 30% ($\pm 15\%$). Por otra parte, si consideramos como susceptible de ser cambiada todas aquellas cuyo consumo exceda los 600 kWh/año, el porcentaje de heladeras en estas condiciones sería del 65% ($\pm 10\%$). En cuanto al número total de heladeras, no hay un dato preciso, pero si estimamos que el 90% de los usuarios conectados a las redes eléctricas, cuyo número se estima en unos 13 millones, la cantidad de heladeras sería de unos 11,7 millones. Por lo tanto, el número de equipos susceptible de ser cambiado sería de 0,65 x 11,7 millones = 7,6 millones.

A un costo de USD400 por equipo, ya que al comprar por mayor se espera un descuento de, al menos el 10%, el costo total de este cambio sería del orden de USD 3.000 millones. Por otra parte, el ahorro anual de energía sería de unos 5 TWh/año. Este número, como se indicó previamente, es comparable a la generación anual de una gran central como Atucha II o Embalse. Por otro lado, si se realizase el cambio en solo la mitad de la población de heladeras antiguas, el costo sería la mitad, al igual que el ahorro. Sin embargo, el ahorro anual sería de unos 2,5 TWh, comparable a la generación de una central como Atucha I. Si suponemos una vida útil por artefacto de 15 años, el costo del MWh sería de USD42. Este valor es comparable con los que se están licitando con las fuentes eólicas y solar en la Argentina, pero con la diferencia que en este precio, ya se incluye el costo del transporte y la distribución. Mejor aún, al reducir el consumo, se libera capacidad de transporte y distribución.

En otras palabras, un programa de recambio de heladeras tiene un costo mucho menor de USD/MWh que ge-

nerar esta energía con fuentes fósil o renovable. Además, el costo se distribuye entre los usuarios, a los que en principio solo sería necesario facilitarles una buena financiación y quizás algún subsidio a los sectores de bajos ingresos. Los usuarios recibirían un doble beneficio: la prestación del servicio de refrigeración por un equipo nuevo y una reducción en sus facturas de electricidad. Por parte del Estado, el beneficio sería promover una actividad industrial importante: la fabricación de heladeras y postergar inversiones en aumento de la infraestructura de transmisión y distribución.

Conclusiones

En este estudio de auditorías energéticas en viviendas de la zona de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires, encontramos que las heladeras son el artefacto eléctrico de mayor consumo en los hogares de esta región de país, posiblemente de todo el país, constituyendo un cuarto del consumo residencial y un 8,4% de consumo total eléctrico.

El parque de heladeras tiene entre un 60% y un 70% de heladeras poco eficientes, con consumos que en promedio duplican los de las heladeras A o mejores (A+, A++ o A+++) en eficiencia energética. El potencial ahorro generado por un recambio de estos artefactos antiguos por los nuevos etiqueta A o superior sería del orden del 4,2% del consumo total eléctrico del país, o sea equivalente a unos 5,7 TWh/año, comparable a la generación de una gran central eléctrica como Atucha II.

Un plan de cambio de estos artefactos, aun realizándolo en el 50% de las heladeras antiguas, generaría un ahorro de energía comparable con toda la energía que produce una gran central eléctrica como Atucha I. El costo del recambio de equipos que produciría un ahorro de 1 MWh sería del orden de 42 USD/MWh. Esto es más económico que la generación de esta misma energía por cualquier tipo de central eléctrica, convencional o renovable.

Los usuarios se beneficiarían por la prestación del servicio de refrigeración por un equipo nuevo y una reducción en sus facturas de electricidad. Ade-

más, se promovería una actividad industrial importante: la fabricación de heladeras. Al demorar las necesidades de inversiones en infraestructura de transmisión y distribución, podría no ser necesario el incremento de las tarifas eléctricas.

Por último, el sistema eléctrico se favorecería al disminuir la demanda que, en los horarios pico, presenta una gran vulnerabilidad. Desde luego, una medida así, generaría una fuerte reducción de las emisiones de gases de efecto de invernadero, un compromiso que el país asumió y todos esperamos que se concrete.

Agradecimientos

Agradecemos a la Dra. A. Schwint por la lectura y valiosas sugerencias realizadas. También a todos los colegas y los alumnos de la UNSAM que participaron en estas auditorías, a los vecinos de Cuartel V de Moreno, provincia de Buenos Aires, que con la colaboración de la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS) hicieron posible la realización de este trabajo. Por último, en especial agradecemos al Lic. Raúl Zavalía de la FPVS y a todo su equipo y al apoyo brindado por el subsidio CONICET-YPF.

Bibliografía

1. UN Environment - Global Environment Facility, United for Efficiency (U4E). *Climate-friendly and energy-efficient refrigerators*. NY: United Nations, Environment Programme, 2017. <https://united4efficiency.org/>.
2. ACEEE, American Council for an Energy Efficient Economy. *How your refrigerator has kept its cool over 40 years of efficiency improvements*. ACEEE. [Online] 2019. <https://aceee.org/>.
3. *A review on test procedure, energy efficiency standards and energy labels for air conditioners and refrigerator-freezers*. T.M.I. Mahlia, R. Saidur. 2010, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, pp. 1888-1900.
4. *The Art Of Energy Efficiency: Protecting the Environment with Better Technology*. Rosenfeld, A.H. 1999, Annu. Rev. Energy Environ., pp. 33-82. 24.
5. European Environment Agency (EEA). European Environment Agency (EEA). *Odyssey energy efficiency index*. [Online] Febrero 20, 2019. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/odyssey-energy-efficiency-index-odex-2>.

6. Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires. Consumo de energía en la Ciudad de Buenos Aires en 2013. [ed.] https://www.google.com.ar/url?sa=t&rc=t=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj6rPap_9vQAhWMHpAKHZDnCrCQFggZMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.estadistica-ciudad.gob.ar%2Feyc%2Fwp-content%2Fuploads%2F2015%2F04%2Ffir_2014_663pdf&usq=AFQjCNFUDyHD7gl_m. Marzo 2014.
7. "Gas versus Electricidad: Uso de la energía en el sector residencial", Gastiarena, M. and et al. [ed.] IAPG. Buenos Aires: s.n., Abril 2017, *Petrotecnica*, Vol. LVI, pp. 50-60.
8. OWL, Wireless Energy Monitor. [Online] https://www.tlc-direct.co.uk/Technical/DataSheets/Owl/CM119_User.pdf.
9. Tanides, C.G. *Manual de Iluminación Eficiente, Efficient Lighting Initiative (ELI)*. Buenos Aires: www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/, 2006.
10. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *PROYECTO SECH-SPAHOUSEC Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. Madrid: <http://www.idae.es>, 2011.
11. "Evaluación del consumo eléctrico en el sector residencial de mar del plata propuestas de ahorro y eficiencia energética". Jacob, S. B. and et al., 2012, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol. 16, pp. 06.65-06.72.
12. *Variación del consumo eléctrico de heladeras por apertura de puertas y carga de alimentos*. Bermejo A., Fiora J. y Gil S. 2019, ERMA.
13. *Test standards for household refrigerators and freezers I: preliminary comparisons*. Kruger R. and Bansal, P. K. 1, s.l.: Int. J. Refrig., 1995, Vol. 18, pp. 4-20.
14. *Domestic Refrigerators: Field Studies and Energy Efficiency Improvement*. Bhatt, M Siddhartha. s.l.: Journ. Scient.& Industr. Res., 2001, Vol. 60, pp. 591-600.
15. Mooney, Chis. why it's not Okay to have a second refrigerator. *The Washington Post*. Nov. 26, 2014.
16. *Balances energéticos*. Balances energéticos - Ministerio de Energía y Minería. 2015, <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>.
17. Davis, L. Evidence of a decline in electricity use by u.s. households uncategorized. Energy Institute at Haas. s.l.: <https://energyathaas.wordpress.com>, 2017.



Producir diésel de ultra bajo azufre (ULSD) en América latina es un reto importante, especialmente porque la mayoría de las unidades de hidrotratamiento en la región han sido diseñadas para producir diésel con niveles de azufre por encima de los 300 ppm. En este trabajo se estudian las opciones para lograr el objetivo con resultados exitosos al aplicar el catalizador másico.

La primera aplicación de un sistema catalítico en base a un catalizador másico en América latina se realizó en México, ya que como resultado de los acuerdos alcanzados en el Tratado de Libre Comercio de Norteamérica se obligaba a que cualquier transporte diésel que cruzara la frontera México-Estados Unidos debería utilizar diésel de ultra bajo azufre (ULSD) con 15 ppm, en otras palabras, se requería contar con este hidrocarburo en México si se deseaba mantener el flujo comercial con los Estados Unidos y Canadá. Esta situación obligó a Pemex Refinación (hoy Pemex Transformación Industrial) a encarar la problemática de producir este combustible solo con unidades diseñadas para producir un diésel de 500 ppm de Azufre, en el mejor de los casos, pues la mayoría de las unidades con las que contaba Pemex Refinación (Pemex), tenían más de 30 años de ser construidas y fueron diseñadas para producir un diésel con 3.000 ppm de azufre.

Por su situación geográfica (Figura 1), la producción de ULSD en México se debía de iniciar en la Refinería de

Este trabajo fue seleccionado del 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, realizado por el IAPG en agosto 2018 (Mendoza).

Producción de diésel de ultra azufre con baja inversión utilizando catalizador másico

Por **Luis Miguel Rodríguez Otal** (Albemarle Corporation)

Cadereyta, que tiene tres unidades hidrodesulfuradoras para la producción de diésel. Una de ellas, la U-700-II, construida en los años noventa, con una capacidad instalada de 231,9 m³/hr (35.000 bls/día), presentaba la mejor alternativa, dado que contaba con un reactor con tres camas catalíticas y sus respectivos “quenchs”, un sistema de lavado del gas de recirculación (absorción de H₂S) y una presión parcial de H₂ (Pp H₂) en la salida del reactor del orden de los 50 bares. Esta unidad fue diseñada para hidro tratar una mezcla de gasóleo primario (70 % v) y aceite cíclico ligero de FCC (30 % v) y producir un diésel de 500 ppm de azufre a partir de una mezcla de crudos con un 80 % v de crudo pesado mexicano. Las otras dos unidades fueron construidas en los años setenta, con un reactor y una sola cama de catalizador, operan a una Pp H₂ del orden de los 34 bares, no cuentan con un sistema de lavado de gases y fueron diseñadas para producir diésel de 3.000 ppm con una alimentación conformada por una mezcla de turbosina, kerosina y Gasóleo Ligero Prima-

rio (GOLP). Dada su infraestructura, Pemex decidió, en principio, producir dos calidades de diésel en esta refinería: uno para abastecer de ULSD la zona fronteriza México-Estados Unidos y el otro para el consumo en el resto del país. Paralelamente, Pemex se comprometió con la autoridad ambiental mexicana a iniciar un proyecto para incrementar la producción de ULSD en todas sus refinerías.

Las siguientes opciones fueron evaluadas para producir los 212 m³/día (32.000 bls/día) de ULSD que se requerían para la zona fronteriza México-Estados Unidos:

- Importar el ULSD de los Estados Unidos y/o Europa.
- Agregar un nuevo reactor a la unidad U-700-II.
- Modificar la alimentación, eliminando o reduciendo sensiblemente



Figura 1. Refinerías de Pemex, refinación y sus zonas de influencia.

te el aceite cíclico ligero de la carga a la planta.

- d) Utilizar un sistema catalítico diseñado en base a un catalizador másico.

Las áreas respectivas de Pemex realizaron un análisis técnico-económico de las opciones mencionadas y la conclusión fue que la mejor opción para cumplir con el requerimiento de producir ULSD para el área fronteriza México-Estados Unidos es la utilización del sistema catalítico diseñado en base a un catalizador másico.

Desarrollo

Actividades realizadas para definir el sistema catalítico óptimo

Como un primer paso, Pemex definió los requerimientos para el ciclo de operación requerido y además entregó muestras de las corrientes que se utilizarán en la unidad para que fueran analizadas en detalle.

Los requerimientos básicos expresados por Pemex fueron los siguientes:

- Duración del ciclo: 37 meses (78,5 bls/lb o 27,5 m³/kg).
- Azufre en el producto: 10 ppm (promedio).
- Contenido de LCO en la carga: 26 % vol.
- Cargas con una Temperatura Final de Ebullición: < 648 °K (375 °C).
- Cero modificaciones en el reactor y/o equipo de la planta.

El análisis detallado del reactor reveló que el plato distribuidor y el colector de fondos eran los instalados originalmente durante la construcción de la unidad y que entre la cama 2 y la cama 3 del reactor existía una extracción de calor vía intercambio térmico y una inyección de H₂ de "quenches". En especial, esta última observación fue analizada en detalle por el personal técnico del licenciante del catalizador para asegurar que la Pp H₂ a la salida del reactor fuera la adecuada, con miras a utilizar el catalizador másico y para alcanzar los niveles de azufre requeridos por Pemex.

Las muestras de las corrientes a ser alimentadas en la Planta U-700-II de la Refinería de Cadereyta fueron analizadas en detalle, los resultados de la caracterización se presentan en las tablas 1 y 2. Es importante mencionar, que la

	Unidades	Golp	ACL/LCO
Azufre total (XRF)	% peso	1,15	2,38
Nitrógeno total	ppm	234	536
Nitrógeno base	ppm	76	64
No de Bromo	g Br/100g	2,5	9,0
Hidrógeno	% peso	13,16	9,55
Aromáticos totales	% peso	30,1	82,1
Monoaromáticos	% peso	17,7	21,9
Diaromáticos	% peso	11,2	53,7
Poliaromáticos	% peso	1,2	6,5
Olefinas	% vol.	0,8	0,5
Vanadio + níquel	ppm	< 0,5 + 0,05	< 0,5 + 0,08
Fierro	ppm	1,13	0,47
Sodio	ppm	1,98	1,57
Arsenico	ppm	0,001	0,001

Tabla 1. Propiedades químicas de las corrientes de la Refinería de Cadereyta.

T90% de la fracción se encuentra limitada, porque la especificación del ULSD en México señala que debe ser igual o menor a los 618 °K (345 °C).

De los análisis resulta que el LCO proviene de una unidad FCC que procesa carga no hidrotratada, por lo que los niveles de azufre y nitrógeno son relativamente altos, asimismo se observan niveles importantes de Na y Fe que se deben tener en cuenta para el diseño del sistema catalítico. Disponer de la información referente a los compuestos aromáticos (concentración y distribución) es sumamente importante dado que estos definen parámetros tan críticos, como el flujo de H₂ a utilizar en los "quenches", la Pp H₂ y la temperatura que se tendrá a la salida del reactor y, por lo tanto, la cantidad de catalizador másico que

se requerirá para alcanzar lo solicitado por Pemex.

Diseño del sistema catalítico

El sistema catalítico se definió a través de pruebas de planta piloto realizadas en las instalaciones del proveedor del catalizador, con participación directa de personal de Pemex. Se evaluaron diferentes arreglos, el que presentó la mejor actividad, mayor estabilidad y el menor consumo de H₂ fue el utilizado para diseñar el sistema catalítico a ser cargado en la unidad.

Un sistema abatidor de caída de presión y de protección del catalizador fue diseñado en función de la información proporcionada en la tabla 1 con la experiencia que se tenía de las refinerías de Pemex, donde los ca-

	Unidades	Golp	ACL/LCO
Peso específico 20/4	a.d.	0,8475	0,9582
Índice de cetano	unidades	43,4	21,38
Destilación	D-86		
TIE	°K	458	467
5%	°K	484	498
10%	°K	489	504
20%	°K	512	512
30%	°K	529	522
40%	°K	544	532
50%	°K	555	541
60%	°K	567	551
70%	°K	580	562
80%	°K	595	579
90%	°K	617	607
95%	°K	638	637
TFE	°K	645	650
Residuo	% vol.	1,5	1,5
Pérdidas	% vol.	0,6	0,6

Nota: a.d. = sin unidades (a dimensional).

Tabla 2. Propiedades físicas de las corrientes de la Refinería de Cadereyta.

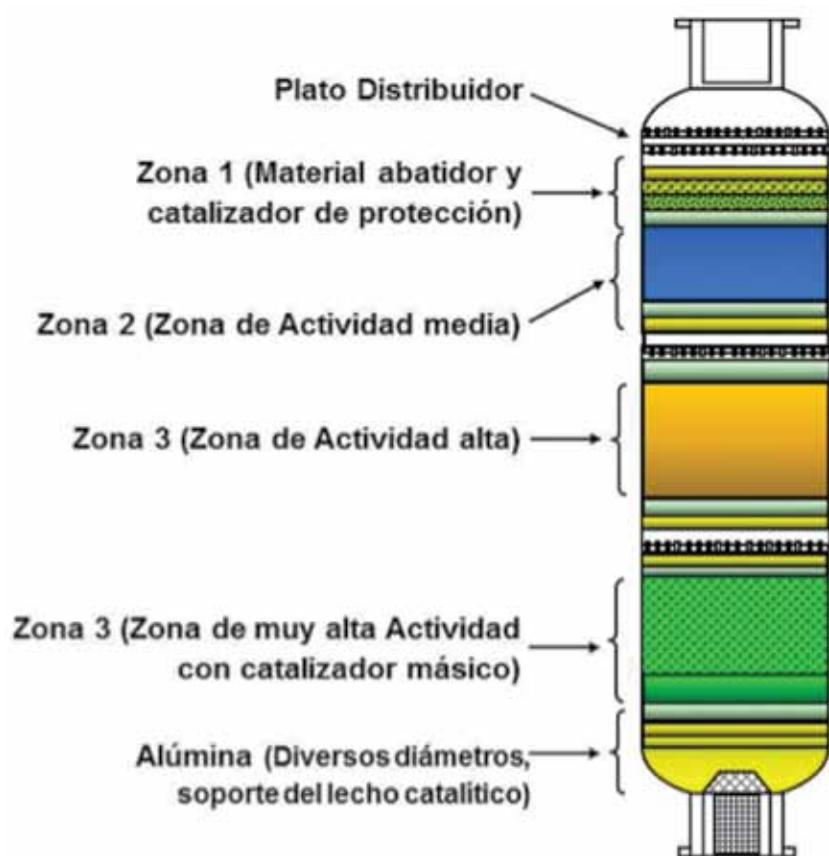


Figura 2. Diagrama conceptual del cargado del reactor de la Planta U-700-II.

talizadores del proveedor habían sido utilizados, de hecho, se sabía que la Refinería de Cadereyta cuenta con una Unidad de Coquización Retardada (proceso que es una fuente de sílice), por eso en el esquema final se contempló un catalizador específico para capturar este contaminante.

Cargado del reactor industrial

El sistema catalítico cargado en el reactor de la unidad U-700-II fue diseñado con la conceptualización del reactor en cuatro secciones: la primera sección tiene como principal objetivo evitar la formación de compuestos que generaran caída de presión a través del reactor y proteger los catalizadores principales de contaminantes químicos, como Na, Fe y Si; en la segunda sección se colocó un catalizador capaz de eliminar los compuestos de azufre con alta reactividad (mercaptanos, los sulfuros, disulfuros y tiofenos, entre otros); la tercera sección fue diseñada con el objetivo de eliminar casi la totalidad de los compuestos nitrogenados y algunos compuesto de azufre que presentan mayor dificultad para

ser removidos; finalmente, la cuarta y última sección fue conceptualizada para remover los compuestos de azufre más refractarios como son los 4,6 Dialkyl dibenzotiofenos y maximizar la hidrogenación de los compuesto aromáticos con el objetivo de mejorar el índice de cetano (IC) del producto. El cargado de los catalizadores principales se realizó con la técnica conocida como “cargado denso”. En total se cargaron 157,037 kg de catalizador (345,896 lbs) equivalente a un volumen de 179,8 m³ (Figura 2).

Condiciones de operación	Unidades	Valor
Carga de diseño	m ³ /h	232
Carga típica: SR gasolero	% vol.	74
Aceite cíclico ligero (LCO)	% vol.	26
Presión de salida del reactor	Bars	74
Flujo de gas al reactor	Nm ³ /h	155.000
Pureza de gas de reciclo	% mol.	85
Flujo de gas de reposición	Nm ³ /día	31.900
Pureza del gas de reposición	% mol.	> 90
WABT máxima (fin de ciclo)	°K (°C)	666 (393)

Notas: La unidad cuenta con un plato distribuidor de vieja generación (años noventa).
Cuenta con sistema de limpieza del H₂S en el gas del reciclo.

Tabla 3. Principales condiciones de operación de la Planta U-700-II de la Refinería de Cadereyta.

Sulfhidración y arranque

El catalizador másico siempre se entrega en estado oxidado, por lo que requería ser sulfhidrado, para lo cual se utilizó dimetil disulfuro (DMDS) como agente sulfhidrante. El equipo técnico del proveedor del catalizador participó directamente durante todo el proceso, que duró aproximadamente unas 38 horas. Una recomendaciones que se siguió de manera estricta durante el sulfhidrado fue la correspondiente a la calidad de la carga, que no debía tener una temperatura final de ebullición (TFE) mayor a los 653 oK (380 oC) y un número de bromo superior a 1,2 g/100 g [1].

Primer ciclo de operación

Las condiciones de operación más significativas de la unidad se pueden observar en la tabla 3. La unidad inició su primer ciclo de operación con catalizador másico el 8 de noviembre de 2008. Desde el principio los niveles de azufre en el producto estuvieron dentro de especificación, incluso dentro de una franja de sobre tratamiento, ya que el azufre en el diésel era menor de las 5 ppm. En la figura 3 se pueden apreciar los niveles de azufre a lo largo de la primera corrida, unos 58 meses, en ella se pueden diferenciar tres niveles de azufre claramente definidos:

- La zona de sobre tratamiento (Azufre < 5 ppm) donde se ubica aproximadamente el 50% de los puntos de la gráfica.
- La sección de ULSD (5 < azufre < 15 ppm).
- Diésel con un azufre por arriba de las 15 ppm, los que a su vez se pueden diferenciar en los puntos que esporádicamente presentan alto azufre y una zona de alta densidad

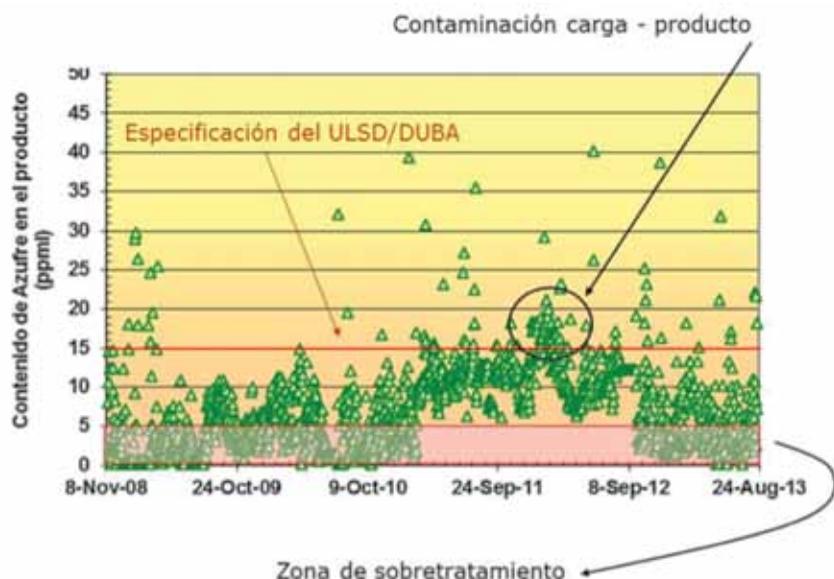


Figura 3. Niveles de azufre en el producto.

de estos puntos entre marzo - abril de 2012 (dos años y medio después de haberse iniciado el ciclo de operación).

En lo que se refiere a los puntos con niveles de azufre por arriba de las 15 ppm que se presentaron en 2012, un análisis conjunto entre los Grupos Técnicos de la Refinería y del suplidor del catalizador permitió detectar que el alto nivel de azufre era resultado de una contaminación carga - producto en el intercambiador de calor que se emplea para extraer el calor entre la cama 2 y la cama 3 del reactor. Una vez eliminada esta contaminación, el

nivel del azufre volvió a valores menores de las 15 ppm, como se puede observar en la figura 3. En promedio el nivel del azufre en el producto a lo largo de los 58 meses de operación fue entre 8 y 9 ppm.

A lo largo de los cuatro años de operación, la carga a la unidad presentó fluctuaciones, tanto en lo que respecta a su composición como en la cantidad alimentada a la planta. Solo en el período marzo - abril de 2012, la modificación fue imputable al sistema catalítico (como se comentó). En el resto del ciclo, los cambios fueron inherentes a las políticas de producción de Pemex y a las problemáticas

que se presentaron en otros centros de producción, las cuales obligaron a la exportación del LCO. En la figura 4 se puede observar la evolución de la carga a la unidad a lo largo de todo el ciclo de operación y diferenciar claramente la severidad de las mismas, de esta figura es de destacar lo siguiente:

- Durante los primeros dos años del ciclo de operación, la unidad trabajó con una carga promedio de los 237,2 m³/hr (35,800 bls/día), esto es por arriba de lo programado inicialmente por Pemex, el contenido de LCO en ese período es de unos 61 m³/h (9,200 bls/día), los que representan el 25,7% de la carga promedio, pero que son el total de barriles acordados con Pemex (26% de una carga de 237,2 m³/hr).
- En 2010 se observa una disminución de la carga total, el LCO se mantiene en valores de entre 40 - 47 m³/hr (6.000 - 7.000 bls/día). Esta disminución se debió a una reducción en el flujo de crudo a la refinería, motivada por razones ajenas a la unidad U-700-II, solo al final de la corrida se observa un incremento de carga, aunque sin llegar a los niveles del inicio de ciclo.
- Alrededor de septiembre de 2011, Pemex no envió la información respectiva a Albemarle, solo el azufre en el producto fue proporcionado.
- En agosto de 2012 la refinería no tuvo LCO para enviar a la unidad.

En resumen, el sistema catalítico procesó durante los 58 meses de operación un promedio de 195,2 m³/hr (29.456 bls/día), con un 21% de LCO.

El comportamiento de la temperatura de entrada al reactor a lo largo del ciclo de operación se presenta en la figura 5. La línea roja continua representa la temperatura de final de corrida (EOR) para el ciclo de operación, esta temperatura fue calculada en base a la producción del ULSD de 10 ppm. En esta misma figura se puede observar la severidad de la reacción requerida (expresada como el promedio ponderado de la temperatura en la cama catalítica, WABT, por sus siglas en inglés) para obtener la calidad de los productos demandados por Pemex, para este caso concreto la WABT se calculó con la siguiente fórmula¹:

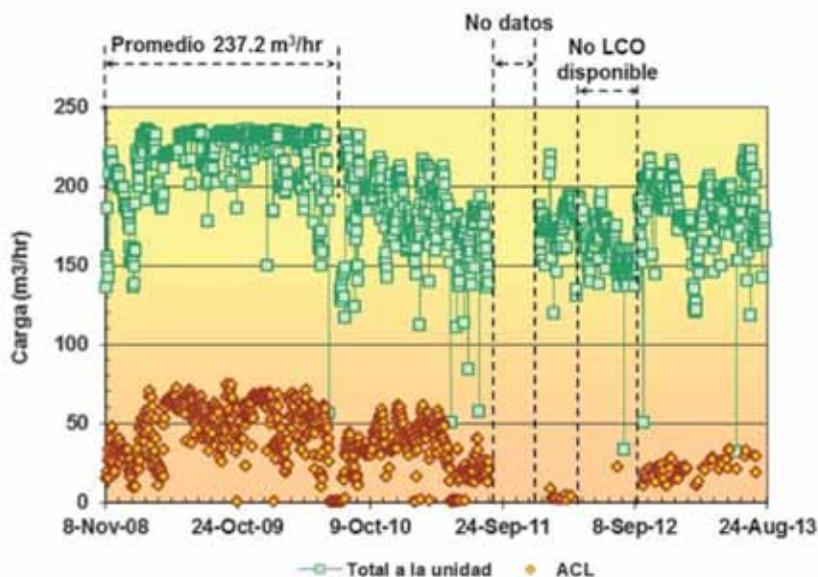


Figura 4. Evolución de la carga a lo largo del ciclo de operación.

$$WABT = \sum_{n=1}^{n=3} [T_{ent} + 2 * (T_{sal} - T_{ent})/3] * X_n$$

donde:

WABT = Promedio Ponderado de la Temperatura en el reactor

T_{ent} = Temperatura de entrada a la cama *n*

T_{sal} = Temperatura de salida de la cama *n*

X_n = La fracción peso del catalizador en la cama *n*

la disponibilidad de hidrógeno y la presión total del sistema requeridos para la buena operación del sistema catalítico, estas dos variables definen la Pp H₂ que se tiene a la salida del reactor. Su alta capacidad hidrogenante es una de las características del catalizador másico, para poder extraer todo el potencial que este catalizador tiene es necesario mantener una ade-

reactor a lo largo de los 58 meses de operación.

La línea punteada que aparece en la figura 6 representa el valor mínimo recomendado de disponibilidad de hidrógeno que se debe tener a la salida del reactor, un valor de 4 es lo recomendado para las unidades que procesan corrientes provenientes de unidades de desintegración, ya sean térmicas y/o catalíticas¹.

El cálculo de la disponibilidad de hidrógeno se realiza con la siguiente fórmula¹:

$$\text{Disponibilidad de H}_2 = \frac{H_2/\text{Oil}^*_{\text{Feed}} (\text{m}^3/\text{m}^3)}{H_2 \text{ consumido} (\text{m}^3/\text{m}^3)}$$

...’... donde:

* = Reciclo + Reposición + “quenck”

En la figura 7 se puede observar que solo esporádicamente la presión del salida del reactor estuvo por debajo del valor recomendado por Albe-marle (75 bars). Algo sumamente importante de destacar es que la caída de presión (DP) en el reactor no fue un factor de preocupación durante los 58 meses de la corrida, lo que indica que el sistema abatidor de caída de presión diseñado operó adecuadamente.

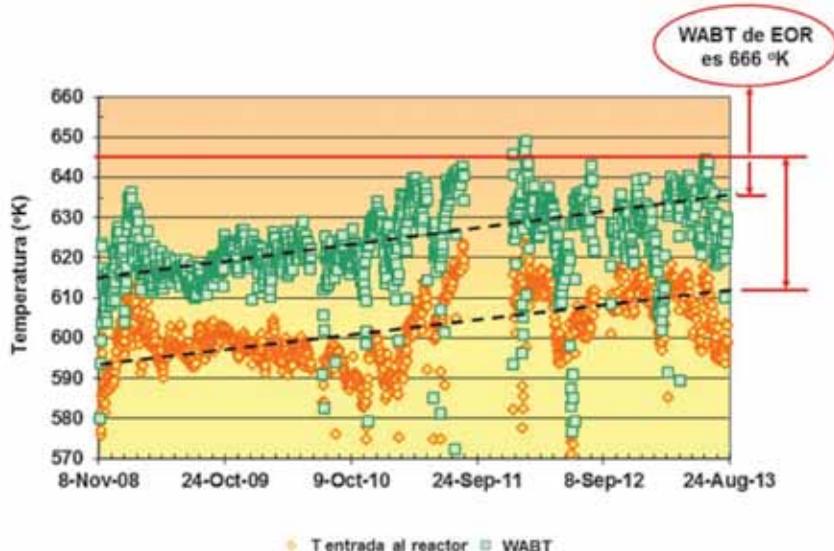


Figura 5. Evolución de la severidad de la reacción.

En el círculo se presenta la WABT de final de corrida, valor que no fue alcanzado en el ciclo de operación, pues como se observa en la figura, WABT de final de corrida fue del orden de los 637 °K (364 °C).

Si bien es cierto que en los primeros meses de la corrida se observa un brusco incremento de la severidad de la reacción, estuvo relacionado con la curva de aprendizaje que se tuvo en la refinería, dado que la producción y el manejo del ULSD era totalmente nuevo para Pemex. Si se observan con cuidado las figuras 3 y 5, se puede constatar que, en ese período, se presentan valores de azufre por arriba de las 15 ppm pero inmediatamente los niveles de azufre informados son tan bajos como 1 o 2 ppm, una vez logrado el “dominio” del proceso, se observa un largo período de suave incremento de la severidad en el reactor.

La clave del éxito del ciclo de operación fue el buen control que la refinería mantuvo en lo referente a

cuada disponibilidad de hidrógeno y la Pp H₂ requerida.

En las figuras 6 se presentan los niveles de disponibilidad de hidrógeno que se tuvieron en el ciclo de operación y, en la figura 7, se observan las presiones de entrada y salida del

Evaluación del sistema catalítico

En el nivel industrial, la manera frecuente para cuantificar la desactivación de un catalizador es midiendo la diferencial entre la severidad requerida para alcanzar un producto de determinada calidad con el catalizador fresco y la severidad requerida para obtener ese mismo producto confor-

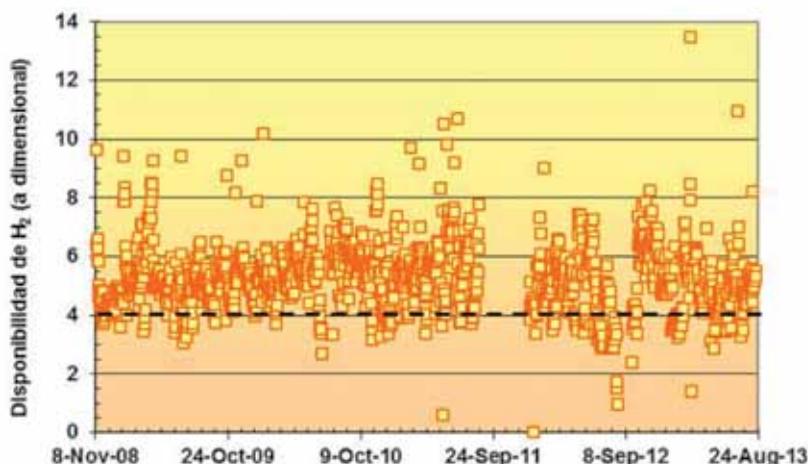


Figura 6. Disponibilidad de hidrógeno al sistema catalítico.

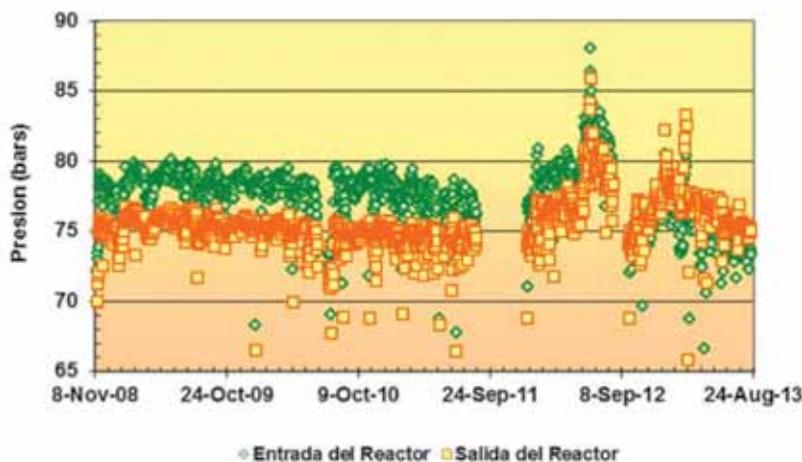


Figura 7. Presiones del sistema de reacción.

me va avanzado el ciclo de operación. Por lo general, en el caso de los procesos de hidrotratamiento, la severidad se define como la WABT del reactor y la calidad del producto en función del contenido de azufre que se desee obtener; sin embargo, estos factores están afectados de manera importante, tanto por la calidad de la carga hacia la unidad, como por las condiciones de operación que tiene la planta, los cuales varían a lo largo del ciclo de operación. Por lo anterior, para calcular la desactivación de un sistema catalítico industrial, como un primer paso, se requiere tener una severidad de referencia, normalmente denominada WABT Base, la que está referida, generalmente, a los parámetros de operación y calidad de carga considerados en el diseño del sistema catalítico y que nos permitirá obtener los parámetros intrínsecos del catalizador, con los cuales se puede calcular la denominada WABT normalizada, la que

se puede definir como la severidad requerida para obtener, con un catalizador nuevo (cero de desactivación), en una fecha dada, a las condiciones de operación y calidad de carga utilizados en esa fecha, el producto obtenido en la unidad industrial que se está evaluando. La diferencia entre la WABT Normalizada con la WABT que se tiene en la unidad el día respectivo nos permite conocer la desactivación aparente que presenta el catalizador. Es lógico suponer, que este cálculo es sumamente sensible a la calidad de los datos obtenidos de la unidad y del laboratorio¹. La desactivación aparente permite conocer la velocidad de desactivación que el catalizador presenta a lo largo de la corrida, no nos da información de la desactivación real (desactivación absoluta o cinética) que presenta el catalizador, sin embargo la velocidad de la desactivación aparente permite predecir de manera confiable el tiempo rema-

nente que tiene el ciclo de operación respectivo. En la figura 8 se muestra la desactivación aparente que a lo largo de los 58 meses de operación presentó el sistema catalítico cargado en la planta U-700-II.

Durante el ciclo de operación, la desactivación del sistema catalítico muestra tres etapas claramente definidas:

- Etapa 1 (los primeros 34 - 35 meses de operación), donde se observa una desactivación suave y sostenida, la pendiente de desactivación era bastante consistente con lo considerado en la propuesta técnica del proveedor del sistema catalítico.
- Etapa 2 caracterizada por dos eventos importantes, falta de datos operativos en el período de septiembre - octubre de 2011 y una alta inestabilidad, debido a la contaminación carga-producto, que inicialmente la operativa consideró como el resultado de la desactivación del sistema catalítico.
- Etapa 3, una vez eliminada la contaminación, se recupera la actividad aparente y la pendiente continua suave, sostenida y muy cercana a lo que predijo el proveedor del catalizador.

En agosto de 2013, a pesar de una recomendación contraria del proveedor del sistema catalítico, Pemex decidió descargar el catalizador, dado que los objetivos planteados habían sido ampliamente sobrepasados, así como se puede observar en la tabla 4, la cual fue presentada por Pemex en la Convención Nacional de Ingenieros Químicos de México en 2013².

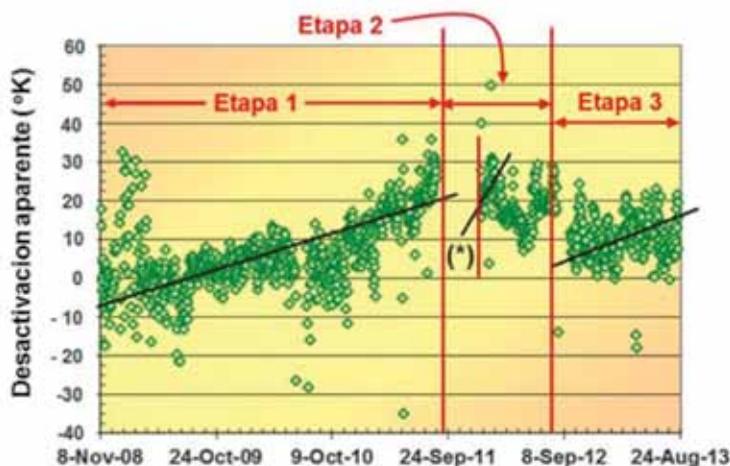


Figura 8. Desactivación del sistema catalítico.

Segundo ciclo de operación

Con base en los resultados alcanzados durante el primer ciclo, Pemex definió nuevas garantías para el segundo ciclo. Los nuevos requerimientos fueron los siguientes:

- Utilizar el mismo sistema catalítico que en el ciclo precedente.
- Duración del ciclo: 48 meses (163,3 bls/lb o 57,2 m³/kg).
- Azufre en el producto: 13 ppm (prom).
- Contenido de LCO en la carga: 26% vol.
- Cargas con una Temperatura Final de Ebullición < 645 °K (372 °C).

Base de cálculo:					
Peso de catalizador	kg	157,037			
Carga	m ³ /h	231,9 (30% de ACL)			
Condición totalizada		Garantizada	Estimada	Alcanzada (mar-13) (**)	Diferencial (*)
Tiempo	m ³ /kg	27,49	31,59	43,72	16,2
Diesel primario	m ³	3.022.119	3.472.550	5.935.566	2.913.446
ACL	m ³	1.295.194	1.488.236	1.396.429	101.235
Total	m ³	4.317.313	4.960.786	7.331.995	3.014.682

(*) Alcanzada - Garantizada

(**) No hay información de la carga a la planta entre el 20 de agosto y el 31 de diciembre de 2011.

Tabla 4. Balance volumétrico del primer ciclo de operación del catalizador másico en la Planta U-700-II de la Refinería de Cadereyta.

f) Cero modificaciones en el reactor y/o equipo de la planta.

Como se puede observar, el requerimiento en lo relativo a la duración del ciclo de operación creció de manera sensible, un 48% expresado en m³/kg o en bls/lb, no se redujo la cantidad de LCO a considerar en la carga y solo se aceptó un incremento del contenido de azufre en el producto de 3 ppm (la especificación del ULSD en México es de 15 ppm a la puerta de la refinería).

Una vez cargado el nuevo Sistema Catalítico, se procedió a realizar la sulfhidración, el arranque y la estabilización de la operación con los mismos procedimientos y los mismos cuidados que en el ciclo precedente. A partir del 17 de noviembre de 2013 la unidad reinició la producción del ULSD.

En la figura 9 se puede apreciar la evolución que el contenido de azufre ha tenido a lo largo de este segundo ciclo de operación, de ella es importante destacar lo siguiente:

- La unidad continúa operando después de 48 meses.
- La mayor concentración de puntos se encuentran por debajo de las 10 ppm de azufre.
- Como en el caso del ciclo anterior, se observan valores esporádicos por arriba de las 15 ppm (a la fecha el promedio del contenido de Azufre ha sido de 7 ppm).
- El sobre tratamiento del diésel muestra una tendencia hacia más sobre tratamiento conforme el ciclo ha avanzado.

En la figura 10 se presenta la evolución que durante los 48 meses de corrida han tenido la temperatura de entrada al reactor y la severidad de la reacción. Como se puede observar, la

evolución ha sido suave y con un incremento sostenido de la temperatura de entrada al reactor, sin embargo, en abril de 2016 se puede observar un importante cambio en la WABT, esto fue como resultado de un cambio en la estrategia de la producción del ULSD de la refinería.

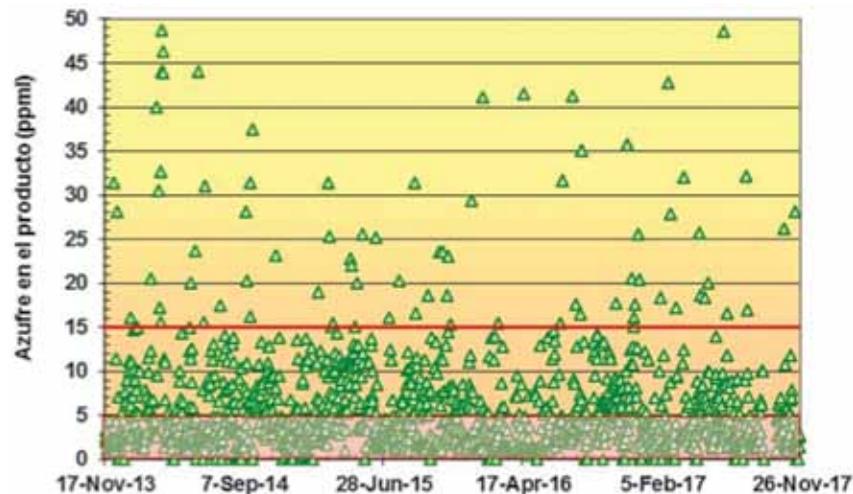


Figura 9. Niveles de azufre en el producto.

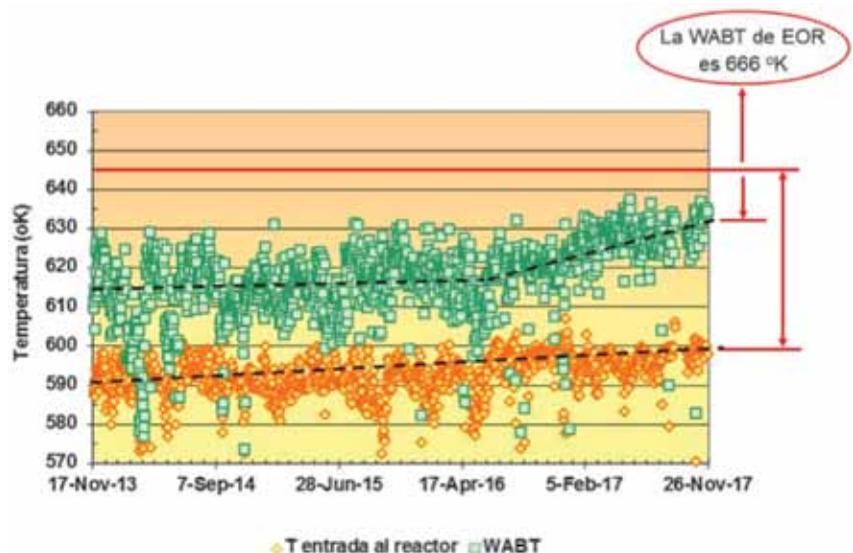


Figura 10. Evolución de la severidad de la reacción del segundo ciclo de operación.

El impacto del catalizador másico en el “pool” de ULSD de la refinería

Para cuando se inició el segundo ciclo de operación con el catalizador másico, la situación del mercado mexicano había cambiado sustancialmente, la demanda de ULSD había crecido de manera importante y la Refinería de Cadereyta se había visto forzada a incrementar la producción. La primera unidad de baja presión inició la producción de ULSD, también en noviembre de 2013, y la segunda en febrero de 2014. Por sus características y las limitadas modificaciones realizadas a las unidades, los ciclos de operación previstos eran relativamente cortos.

Es de destacar que las tres unidades estaban cargadas con catalizadores del mismo proveedor, por eso en conjunto con el equipo técnico de

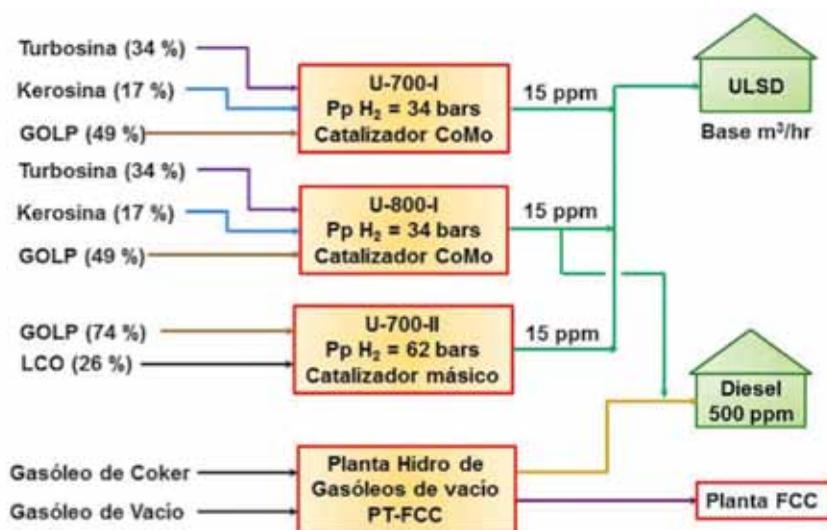


Figura 11. Diagrama base del "pool" de diésel (entre paréntesis el porcentaje volumétrico de cada una de las corrientes que forman la carga respectiva).

Pemex y el equipo de proveedor de los catalizadores se pudo realizar una estrategia integral para maximizar la rentabilidad de la refinera, se siguieron los siguientes pasos:

- Caracterización integral de las corrientes que se utilizarían en la producción del ULSD (Gasóleo de Destilación Atmosférica, Gasóleo de Coquizadora, Gasóleo de planta Hidrotratadora de Gasóleos de vacío, LCO, Kerosina y Turbosina).
- Evaluación de la desactivación de los catalizadores de cada una de las unidades.
- Análisis de la infraestructura para proveer las cargas y el hidrógeno hacia las tres unidades.
- Análisis y evaluación del hidrógeno disponible (tanto en lo relacionado a los flujos como a sus niveles de presión).

En la figura 11 se puede apreciar el diagrama original del "pool" de diésel de la refinera, que fue la base para realizar la optimización. Es importante señalar que las unidades U-700-I y U-800-I son plantas gemelas.

Durante la optimización del "pool" de diésel, no solo se consideró el contenido del azufre en las corrientes respectivas, sino también el índice de cetano, las destilaciones de los productos y los contenidos de los compuestos aromáticos. La estabilidad de los diferentes sistemas catalíticos fue calculada con el simulador del proveedor de los catalizadores, que en conjunto con Pemex había realizado

varias pruebas de planta piloto y contaba con información del comportamiento industrial de sus catalizadores, pues durante diferentes períodos había sido utilizados en esta refinera de Pemex.

El resultado se observa en la figura 12, donde se destaca lo siguiente:

- Planta U-700-I
 - Se modificó (se redujo) la severidad de la carga incrementando casi un 100% el contenido del corte ligero, la turbosina, que tiene una TFE de 528 °K (255 °C) y un contenido de 6 ppm de nitrógeno total, y se redujo el GOLP cuya TFE es de 640 °K (367 °C) y el nitrógeno total es de 356 ppm.
 - La calidad del producto se man-

tuvo constante en 15 ppm, lo que permitió, incrementar en 13,2 m³/hr (2000 bls/día) la carga hacia la unidad.

- Planta U-800-I
 - Se incrementó la severidad de la carga, al aumentar el contenido del corte pesado.
 - Se mantuvo el mismo flujo de carga a la unidad.
 - Se incrementó en nivel de azufre en el diésel producto de 15 a 25-28 ppm.
- Planta U-700-II:
 - Se envió gasóleo de coquizadora hacia la unidad.
 - Se mantuvo el mismo flujo de alimentación hacia la planta.
 - Considerando los valores obtenidos a lo largo del segundo ciclo con el catalizador másico, se ajustó la calidad del producto a las 8 ppm (promedio obtenido a lo que iba del ciclo de operación).

Los resultados obtenidos con las modificaciones señaladas se visualizan en la tabla 5. Es importante destacar que el consumo de H₂ en Nm³/m³ no se incrementó como resultado de los cambios realizados, el aumento en el consumo de H₂ fue proporcional al incremento de la carga a las unidades de proceso.

Para la refinera, la optimización del "pool" de diésel utilizando como pivote el catalizador másico contenido en la Planta U-700-II le permitió, entre otras cosas:

- Incrementar su rentabilidad en base al diferencial de precios entre

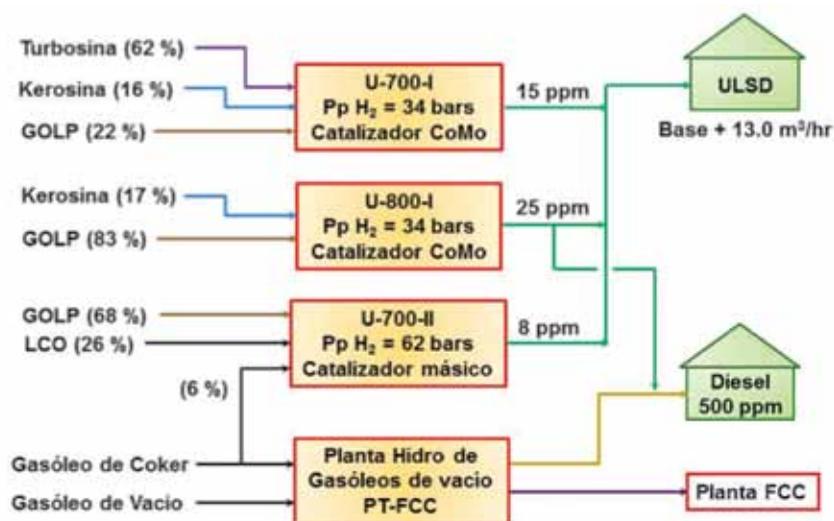


Figura 12. Diagrama modificado del "pool" de diésel (entre paréntesis el porcentaje volumétrico de cada una de las corrientes que forman la carga respectiva).

Balance de producción del "pool" de diesel				
Cargas a las unidades		Caso base	Caso modificado	
	U-700-I (m ³ /h)	Base	Base + 13,2	
	U-800-I (m ³ /h)	Base	Base	
	U-700-II (m ³ /h)	Base	Base	
Consumo de hidrógeno (Nm ³ /m ³)		Base	Base	
Producción de USLD (m ³ /h)		Base	Base + 13,1	
Producción de Pemex c/500 ppm (m ³ /h)		Base	Base - 13,05	
Ciclo de vida (meses)	U-700-I (meses)	Base	Base + 10	
	U-800-I (meses)	Base	Base	
	U - 700-II (meses)	Base	Base	

Tabla 5. Balance volumétrico del primer ciclo de operación del catalizador másico en la Planta U-700-II de la Refinería de Cadereyta.

el diésel con 500 ppm y el USLD, ya que la producción de este último aumento en unos 13,2 m³/hr (2.000 bls/día).

- b) Aumento la duración del ciclo de operación de uno de los sistemas catalíticos en aproximadamente un 50%.
- c) No hubo un incremento sustancial del consumo de H₂.

La expansión del uso del catalizador másico en el mundo

Dadas sus características funcionales, que lo han situado como el catalizador más activo para las reacciones de hidrodesulfuración, hidrogenación y desaromatización que existe en el mercado, que puede ser utilizado en las unidades de hidropceso sin que estas requieran de ninguna modificación estructural (no inversión) y que puede ser usado en

el hidrotratamiento de prácticamente todas las fracciones del petróleo (desde nafta hasta el pretratamiento de las cargas a las unidades de FCC y de hidrocrackeo), le han permitido al catalizador másico tener una muy alta penetración en el mercado a pesar de un mayor costo por libra/kg que los catalizadores tradicionales tipo II. En la figura 13 se muestra la evolución que el catalizador másico ha tenido en el mercado desde su aparición en 2001.

La aplicación más amplia del catalizador másico ha sido en la producción del USLD; sin embargo, ha tenido exitosas aplicaciones con otros objetivos, entre los más importantes:

- a) El aumento volumétrico del producto, a través de la mayor saturación de los compuestos mono aromáticos contenidos en la carga.
- b) El aumento del índice de cetano.
- c) El incremento del flujo de carga a la unidad, más m³/hr a ser hidrotrata-

dos con el mismo volumen de catalizador (mayor espacio velocidad).

- d) El incremento en la severidad de las cargas, mayor contenido de LCO o de corrientes de coquizadora.

Conclusiones

Pemex ha estado produciendo USLD desde el 2008 con un sistema con base en un catalizador másico. Durante estos 10 años, solo se ha completado un ciclo operativo, el segundo, que inicio en 2013, aún está trabajando adecuadamente.

El sistema catalítico en base al catalizador másico permitió y ha permitido a Pemex la producción de USLD en una unidad diseñada para producir un diésel con 500 ppm sin que se haya requerido, ninguna modificación de la infraestructura de la unidad, sin modificar la severidad de la carga de diseño y sin una reducción del ciclo operativo.

Por los buenos resultados alcanzados con el sistema catalítico, tanto en lo económico como en lo técnico, es que Pemex ha optado por cancelar el "revamp" de la unidad U-700-II de la Refinería de Cadereyta.

Dadas las características de hiperactividad y estabilidad del sistema catalítico fue posible modificar la estrategia de producción-mezclado del USLD de la refinería, permitiendo incrementar la producción del USLD y disminuyendo el consumo de catalizador.

La penetración del sistema con base a un catalizador másico en el mercado ha mantenido un incremento exponencial. ■



Figura 13. Penetración del catalizador másico en el mercado mundial.

Bibliografía

- Academy of Albemarle Corporation. Albemarle Hydroprocessing Course, Galveston, Tx, U.S.A.
- Hugo Flores del Campo (Pemex Refinación, Refinería de Cadereyta, N.L., México), Producción Temprana de DUBA con Nebula: un caso de éxito. LIII Convención Nacional 2013, del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos (Cancún Quintana Roo, México)

Agradecimientos

Ph. D. Patricia Pérez Romo / Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
Ing. Cirilo Gonzalez Hendrich / Albemarle Corporation.



Corrosión en condensador interretapa en torre de destilación al vacío

Este trabajo fue seleccionado del 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, realizado por el IAPG en agosto 2018 (Mendoza).

Por **Ricardo Julián Filace, Alejandra Hidalgo y Alexander Bischoff** (YPF S.A., Complejo Industrial La Plata)



La condición, la naturaleza y las propiedades de los productos y sus procesos, así como la disposición de los equipos son únicos en cada planta, por ello los mecanismos de corrosión en los sistemas de cabeza de las unidades de destilación al vacío deben estudiarse en cada caso. Este trabajo presenta un problema de corrosión en un condensador de primera etapa en una unidad de destilación al vacío.

Introducción

En una unidad de destilación al vacío se presentaron varios días con muchas dificultades en lograr la estabilidad en el sistema de vacío y, en consecuencia se encendió una alarma al personal de planta. Los seguimientos y los monitoreos rutinarios de la performance de la unidad no daban valores demasiado apartados de lo normal. La carga, proveniente de la unidad de destilación atmosférica, incluso estaba por debajo del valor de diseño, pero no la temperatura de línea de transferencia, que se había tratado de mantener en su valor de diseño de acuerdo con la planificación de producción de la refinería. Luego de varios intentos de ajustes infructuosos de la operación, se procedió a extraer una muestra del *off-gas* del acumulador, cuyo análisis cromatográfico ofreció los siguientes resultados:

N ₂	% vol.	33,3
O ₂	% vol.	13,0
Co ₂	% vol.	1,0
CO	% vol.	2,3

La elevada relación O₂/N₂ y la baja concentración de CO₂ observadas permitió centrar los esfuerzos en la búsqueda de una entrada de aire en el sistema de vacío, descartando una posible pinchadura en zonas calientes (horno, línea de transferencia, torre).

De una recorrida exhaustiva por la planta se obtuvieron resultados positivos: dos pinchaduras de aproximadamente 10 mm de diámetro cada una ubicadas en la conexión de descarga de agua del condensador interetapa. Las figuras 1 y 2 muestran los hallazgos en planta.

Una reparación rápida y provisoria permitió reestablecer condiciones normales en el sistema de vacío, y con ello en la operación de la torre y la calidad de los cortes.



Figura 1. Orificio sobre conexión de salida de condensador.



Figura 2. Otro orificio sobre la misma conexión, en lado opuesto al de la figura 1.

Desarrollo

En la figura 3 se presenta el sistema de vacío bajo análisis. Se trata de un sistema en altura y consta de dos precondensadores en paralelo (E-001-A y B), tres eyectores de primera etapa (X-001-A, B y C), un condensador interetapa (E-002), tres eyectores de segunda etapa (X-002-A, B y C) y un condensador (E-003). Los pies barométricos descargan individualmente en un separador común (S-001), mientras que los gases son finalmente comprimidos en un compresor de anillo líquido y envia-

dos a unidades de recuperación. Gas oil barométrico y agua ácida son extraídos del acumulador y enviados a destinos apropiados.

En las cañerías de salida del tope de la torre se inyectan aminas neutralizantes, así como también en el vapor hacia los eyectores. Periódicamente se realizan análisis del condensado sobre de cada pie barométrico (puntos de muestreo y cuponeras indicadas A, B, C y D en la figura), aunque el monitoreo por cupones de corrosión se realiza solo sobre el pie barométrico del condensador E-001-B (punto C).

Si bien existen instalaciones para colocar cupones en el resto de los pies barométricos, las válvulas raíz presentan algunas averías y se discontinuó su uso con el tiempo.

El condensador interetapa (E-002) comprometido se ha resaltado en color rojo en la figura. Además, se han incluido datos de algunas variables relevantes del sistema tomados antes de las reparaciones. Al momento de la falla, la unidad de destilación al vacío acumulaba seis años de operación sin paros programados.

Una vez descubierto el problema y solucionado provisoriamente, una inspección por ultrasonido del resto del condensador dio espesores muy bajos en la zona inferior del casco, especialmente en las cercanías de la conexión de salida. Aunque los pies barométricos de todos los condensadores han sido llevados a acero dúplex, la envolvente de este condensador en particular ha sido especificada en acero ASTM A106 Gr.B y ASTM A516 Gr.70. La conexión de salida de líquido del condensador E-002 posee por diseño un rompe vórtice realizado en ASTM A516 Gr.70.

La figura 4 presenta gráficamente las zonas donde se relevó el espesor, en escala de colores relativa.

En este punto es importante remarcar que las tendencias de los análisis de rutina (pH, Fe, Cl, etc.), así como las tasas de corrosión informadas en los últimos meses no habían dado desviaciones importantes (aunque las tasas informadas eran solo para el E-001-B), lo que permitió suponer erróneamente que el sistema se encontraba bajo control.

Un incremento del plan de monitoreo y un refuerzo estructural en la zona comprometida permitieron continuar con la operación sin necesidad de realizar un paro de planta.

Con el análisis de los datos históricos y la información recabada se propusieron dos mecanismos de corrosión que permitirían explicar los hechos: corrosión ácida y corrosión bajo depósito.

Los gases agresivos típicos en los sistemas de cabeza de torres de destilación al vacío (H_2S , HCl , CO_2 , O_2) experimentan una reducción de su solubilidad en agua e hidrocarburos líquidos conforme se aumenta la tem-

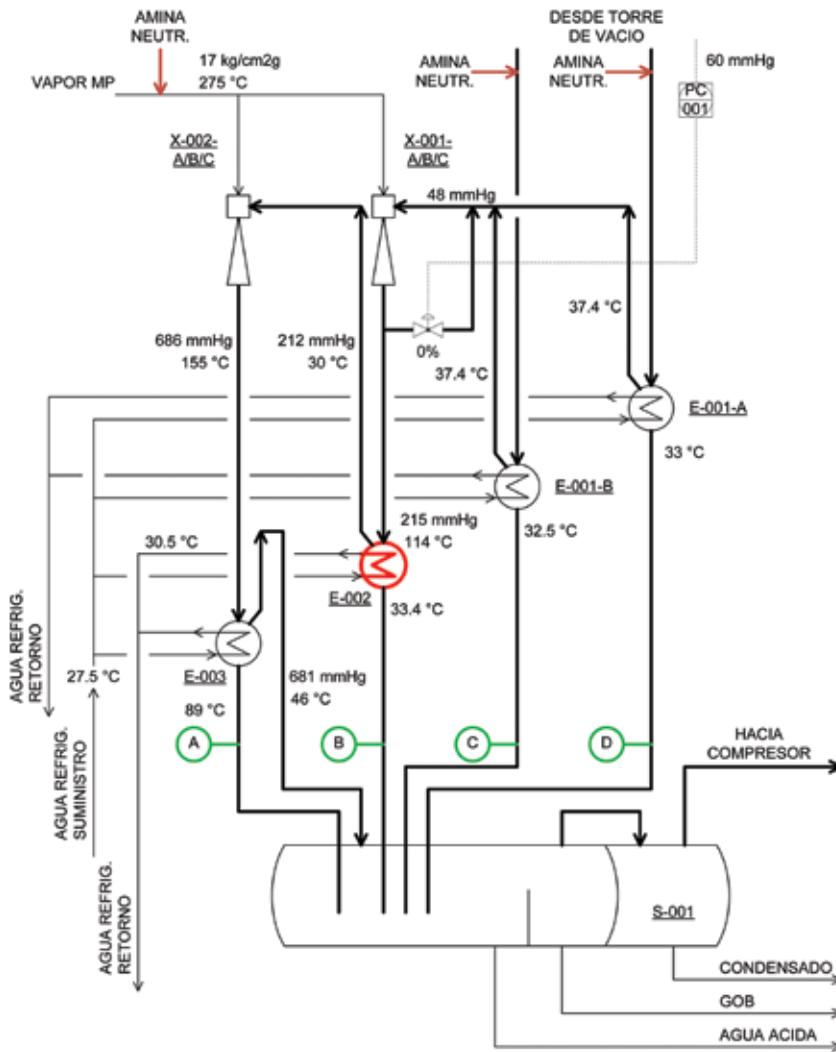


Figura 3. Diagrama de flujo del sistema de vacío.

peratura. Sin embargo, la velocidad de las reacciones de corrosión se incrementan cuando esto sucede, lo que lleva a que las tasas de corrosión observadas presenten un máximo alrededor de 60 °C - 80 °C (para sistemas acuosos abiertos) [1]. A raíz de esto, por la ubicación del condensador E-002 en el proceso, por efecto solo de la temperatura es previsible que la velocidad de corrosión sea mayor en este equipo que en los E-001-A y B, a la vez que se esperaría sea menor que en el E-003.

Por otro lado, el incremento de presión que tiene lugar en el sistema de eyectores resulta en un incremento paulatino de la solubilidad de los gases en el agua e hidrocarburos conforme se avanza en las etapas de compresión. En este caso, dada la ubicación del condensador E-002 en el tren de

eyectores, es esperable que la presión contribuya a la solubilidad de los gases

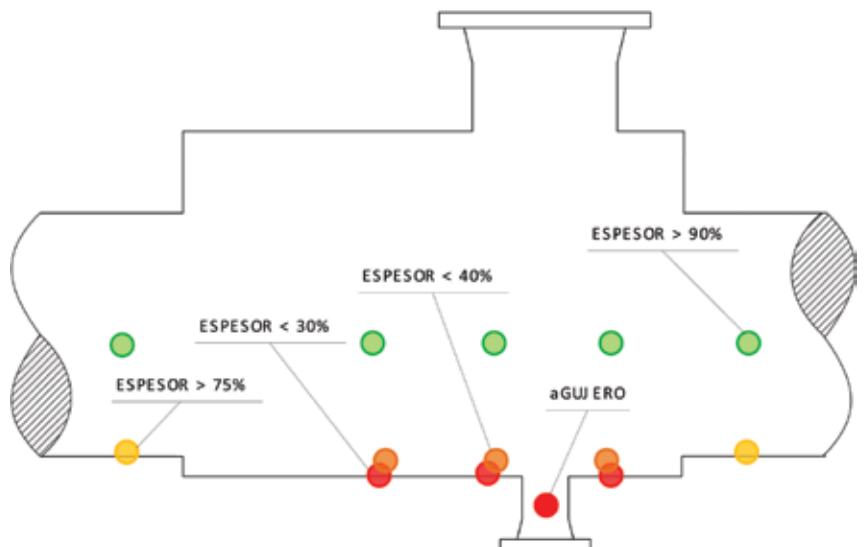


Figura 4. Mediciones de espesores realizadas sobre envoltante del condensador E-002.

en el agua en mayor medida en este equipo que en los E-001-A y B, aunque en menor medida que en el E-003.

En síntesis, el condensador E-002 se ubica en una zona intermedia en cuanto a presión y temperatura, en donde ambas variables contribuyen a la aceleración de los procesos corrosivos.

Adicionalmente, suciedad y productos de degradación/corrosión tienden a acumularse en las cercanías de la salida de líquido, constituyendo un medio apropiado para la aparición de procesos corrosivos localizados.

Planteados los mecánicos de corrosión, a continuación se desarrollan las hipótesis de los mecanismos de falla.

La figura 5 presenta algunos detalles del equipo. La zona donde se encontraron los orificios es coincidente con la ubicación de los cordones de soldaduras para soporte del rompe vórtice a la tobera de salida. Las tensiones y la pérdida de homogeneidad del material generadas durante el proceso de soldadura lo vuelven más vulnerable al ataque ácido.

Por otro lado, depósitos producto de procesos de corrosión generalizados en el equipo o aguas arriba de este fueron acumulándose en las cercanías de la salida de líquido, constituyendo un medio conveniente para el desarrollo de procesos de corrosión bajo depósito. En la figura 5 se puede ver incluso que, a fin de satisfacer ciertos criterios de diseño, el ingreso de gases al mazo se realiza por una ventana perforada en la coraza, con una cubierta cilíndrica de mayor diámetro actuando como

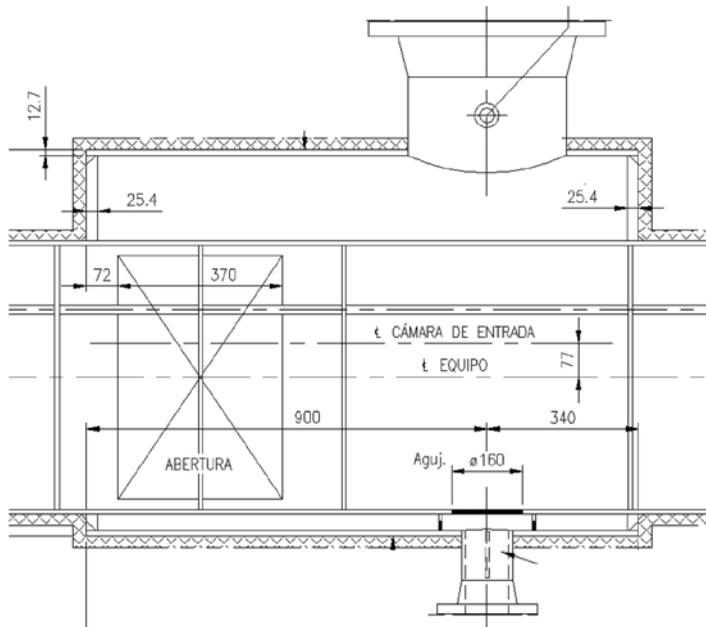
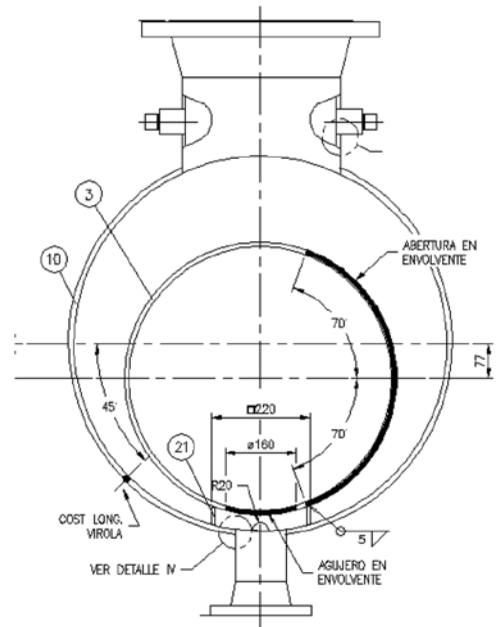


Figura 5. Detalles de la envolvente del condensador E-002.



contenedor. La figura 6 muestra posibles rutas para el fluido que ingresa al equipo por la conexión superior. La trayectoria indicada en rojo es la de-

seada, pero nótese que no existe impedimento para que el fluido avance por la trayectoria roja en trazo intermitente. La línea azul indica el camino espe-

rado para el drenaje de condensado al pie barométrico. Al quedar una zona "muerta" entre ambas envolventes, en el diseño se contempló el drenaje de la zona a través de pequeños perforaciones sobre la chapa que sirve para vincular la conexión de salida y la envolvente interior.

Con el tiempo, los depósitos acumulados taparon las perforaciones, dejando un nivel permanente de líquido corrosivo entre las envolventes. Adicionalmente, el ingreso de aire producto de la falla en la conexión de salida de líquido probablemente proveyó una mayor cantidad de O_2 , acelerando de esta manera los procesos corrosivos en la zona inferior de la coraza externa.

Conclusiones

Una parte importante de todo análisis de problemas es el desarrollo de seguimientos que permitan detectar, en forma temprana, las causas que llevaron a la falla y los controles adecuados para minimizar la ocurrencia de esas causas. A continuación se listan las acciones y las recomendaciones tomadas en este caso:

1. Reparaciones provisionales y reparaciones programadas. Luego de descubiertas las pinchaduras en el equipo, se realizaron reparaciones provisionales en las zonas afectadas

mediante el uso de vendajes. Tras la inspección del resto del equipo y la detección de espesores reducidos en la envolvente se procedió a colocar un refuerzo de chapa sobre la zona inferior. Adicionalmente, se programó la reparación integral del equipo para el próximo paro programado de la unidad.

2. Ampliar monitoreo con cupones. Como se mencionó, tanto los datos de laboratorio como las velocidades de corrosión por cupones no dieron indicios de anomalías que permitieran adelantarse al problema. No se tuvo en cuenta que las velocidades de los fenómenos corrosivos varían considerablemente de una etapa a otra, por lo que los datos disponibles no eran aplicables al equipo en cuestión. Se relevaron las cuponeas existentes, se realizaron tareas de mantenimiento y se pusieron en servicio, instalando en algunas cupones soldados para monitorear también su evolución.
3. Ajustar dosis de amina neutralizante a condensador E-002. Aunque el pH del condensado muestreado en el pie barométrico del equipo no sufrió mayores desviaciones respecto del rango objetivo de trabajo (6,5 – 7,3), se revisaron las instalaciones existentes para evaluar la factibilidad de segregar la dosificación de neutralizantes, lo cual no fue posible en el corto plazo. Se dejó asentado como una oportunidad de mejora a evaluar a través del proceso de Gestión del Cambio (MOC).

4. Optimizar operación de desalado en unidad de destilación atmosférica. Obviamente, toda mejora

en la remoción de sales en las unidades aguas arriba resultará en un menor flujo de contaminantes

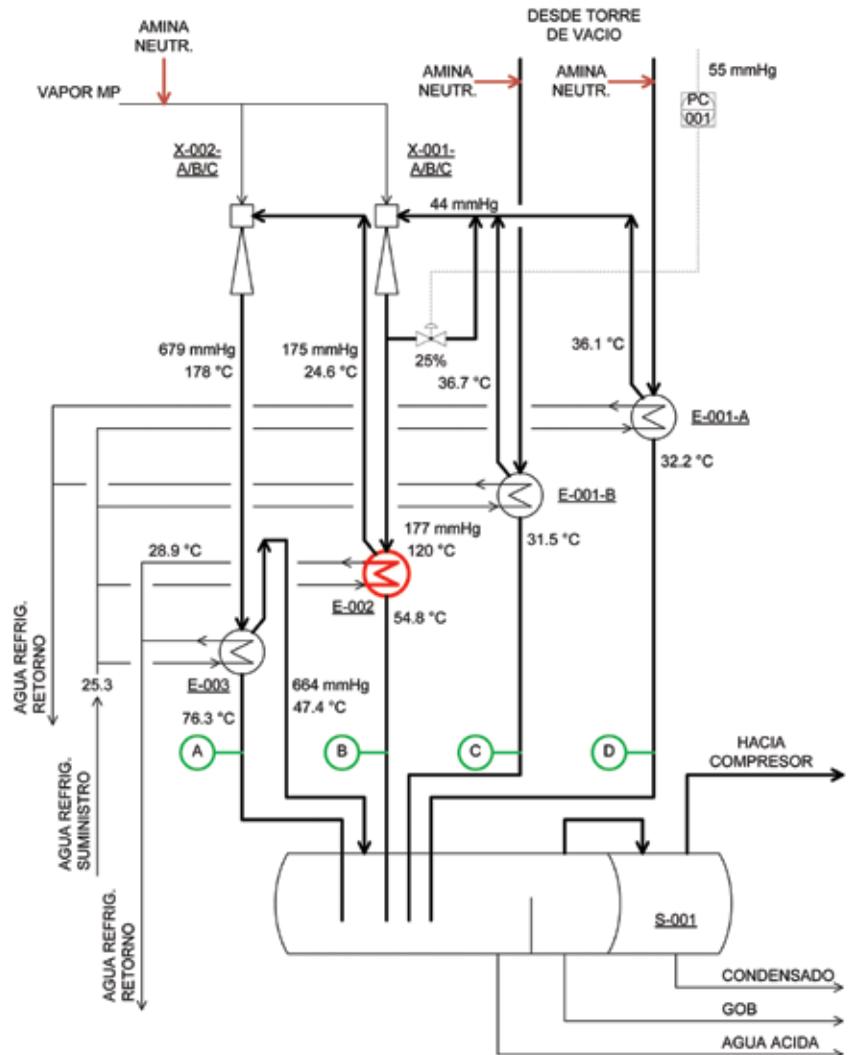


Figura 7. Condiciones operativas luego de estabilizada la unidad.

IPH

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

VISITENOS EN
AOG PATAGONIA 2018
STAND 1B-48- HALL 1

Garantía de
calidad para las
más altas exigencias
y diversas aplicaciones.

Crosby

Distribuidor oficial
para Argentina y Brasil

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

a los sistemas de cabeza de las torres de destilación atmosférica y al vacío. Mediante ajustes en planta (incremento del porcentaje de agua de lavado, optimización de mezclado, ajustes de frecuencia de barrido de lodos, ajustes de químicos y revisión de nivel de interfase, entre otros) se logró pasar de valores en el rango de 9-10 mg/kg de sales en el crudo desalado a un rango de 5-7 mg/kg.

5. Mejorar los análisis de causa raíz. Al revisar el historial de reparaciones del condensador E-002 se halló que durante el paro programado se había encontrado con un estado de corrosión avanzado tanto en la coraza como en los internos, que se reemplazó íntegramente. Es fundamental, una adecuada gestión del conocimiento y la información asociada a la integridad de los equipos.

Por último, ¿se podría haber detectado antes el ingreso de aire? Si bien esto no ataca la causa del problema, es muy importante detectar en forma temprana cualquier evento de pérdida de contención. Por ejemplo, si la pinchadura se produce en alguna zona caliente (horno, línea de transferencia, torre), el ingreso de aire podría sobrecargar el sistema de eyectores, resultando en un incremento de la presión tal que el sistema dejaría de

trabajar en vacío y el producto a altas temperaturas sería derramado al exterior. Aprovechando la instrumentación de la que dispone el sistema de control distribuido de la planta, se muestran a continuación algunas variables de proceso luego de restituir condiciones estables en la unidad:

En este caso, el cambio más notorio, más allá de las presiones en cada etapa, es la temperatura del condensado que drena del E-002. Si se compara con la figura 3, puede verse que esta temperatura se incrementó en unos 30 °C. El ingreso de aire (y su expansión a presiones sub-atmosféricas) provoca un enfriamiento considerable en las cercanías de la fuga, a la vez que altera la capacidad de condensación del equipo una vez dentro, lo que tiende a aumentar la temperatura de los gases. Hecha la reparación, el condensado dejó de ser enfriado por el aire ingresante y volvió a valores normales de temperatura, mientras que un mayor grado de condensación tuvo lugar en el mazo y el gas sufrió un enfriamiento mayor. De esta manera, monitorear las tendencias y comparar las temperaturas de salida de gases y líquido en cada condensador puede dar un indicio de aparición de posibles pinchaduras. Finalmente, la estimación de la presión parcial del agua a la temperatura de salida de gases de cada condensador (y su contraste con la presión total medida) puede orien-

tar en el origen de algunos problemas con los eyectores, como exceso de gas craqueado, ingreso de aire, falta de condensación².

Bibliografía

1. Groysman, *Corrosion Problems and Solutions in Oil Refining and Petrochemical Industry*, Topics in Safety, Risk, Reliability and Quality, Vol. 32, Springer (2017).
2. Lieberman N. P., *Troubleshooting Vacuum Systems*; Wiley (2012).
3. Revie R. W. y H. H. Uhlig, *Corrosion and Corrosion Control*, Wiley (2008).

Ricardo Julián Filace es Ingeniero Químico por la Universidad Nacional de La Plata. Actualmente se desempeña en el cargo de Ingeniero de procesos en unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, desasfaltado con propano y energía.

Alejandra Hidalgo es Ingeniera Química por la Universidad Nacional de La Plata. Actualmente se desempeña en el cargo de Ingeniera de procesos en unidades de destilación atmosférica y destilación al vacío, en YPF S.A., Complejo Industrial La Plata.

Alexander Mikhail Bischoff es Ingeniero Mecánico por la Universidad Tecnológica Nacional, FRLP. Actualmente se desempeña en el cargo de Analista de corrosión en YPF S.A., Complejo Industrial La Plata.



**INGENIERÍA
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS**

Somos una empresa de ingeniería, construcción y servicios, con experiencia demostrada en la ejecución de proyectos en la industria del petróleo, la energía y minería. Tenemos capacidad para desarrollar contratos en forma simultánea en todas nuestras especialidades, y responder en línea con los más altos parámetros de calidad.

NEUQUÉN | COMODORO RIVADAVIA | SAN JUAN | RIO GALLEGOS | LAS HERAS | RIO GRANDE

WWW.EDVSA.COM





CURSOS IAPG

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



Cursos Presenciales

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



Cursos In Company

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



Cursos Online

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

Para más información: cursos@iapg.org.ar

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

Congresos y Jornadas

Los que se fueron

La Rio Oil & Gas 2018 apuntó a 2030 en un escenario de recuperación

Bajo el lema “Transformando desafíos en oportunidades”, tuvo lugar del 24 al 27 de septiembre la Expo Rio Oil & Gas 2018, en la ciudad brasileña de Río de Janeiro. La 19ª edición tuvo más de 42.000 visitantes, que participaron de aproximadamente 1.000 presentaciones de contenido en sesiones, foros y escenarios, así como visitas a los stands



en los que 480 marcas expositoras generaron negocios y plantearon la base de futuras inversiones.

El lema sintetizó el escenario de reanudación de la industria, con la recuperación de los precios del petróleo y nuevas ventas de áreas previstas para 2019. En el congre-



Los organizadores de la muestra estiman una producción de 6.4 millones de barriles por día de petróleo para 2030, más que el doble del nivel actual. También se estima la creación de otros 400.000 empleos y para aumentar en todos los ámbitos de la federación, más de 160.000 millones de reales por año destinados a aumentar el bienestar de la población datos que se desprenden de las conclusiones de las distintas ponencias.

El mejor CONEXPLO de los últimos tiempos



so, la exposición y los eventos paralelos se discutieron las perspectivas y los caminos para el futuro de la industria en Brasil y en el mundo.

Los debates contemplaron las áreas de *downstream*, *upstream*, gas y energía, tecnologías digitales, abastecimiento y gestión de la industria: una propuesta de 360° para reunir toda la cadena productiva del sector y, finalmente, alcanzar el objetivo del crecimiento de la industria local.

Las innovaciones implementadas en esta edición, como la introducción de varias actividades paralelas, que atrajeron nuevo público, y la expansión del contenido del congreso hacia temas transversales fueron todo un éxito. En el evento se percibió claramente un clima de crecimiento positivo, una sensación de dinamismo y la reanudación del sector estuvo presente en cada detalle.

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

Un apabullante éxito que se describirá en la primera *Petrotecnia* de 2019, se trató del evento técnico sobre Exploración en la industria del petróleo y del gas más importante de la región. El prestigio de sus organizadores y expositores contó con el reconocimiento mundial.

Bajo el lema “Energía y sociedad: aliados inseparables”, el Congreso ofreció sesiones técnicas generales, sesión de posters y simposios. Entre estos últimos figuran simposio de Geofísica, de Evaluación de Formaciones, de Reservorios No convencionales y de Desarrollo. También se agre-



garon las mesas redondas, las charlas especiales, las jornadas de Geotecnología, los cursos, los viajes de campo y la exposición comercial. Además, este año, por primera vez, se incluyó una mesa redonda sobre energías renovables.

Estas temáticas cubren todas las disciplinas de Exploración y Desarrollo. Por ese motivo, se presentaron cientos de trabajos técnicos. La concurrencia fue masiva y gran parte de las compañías nacionales e internacionales que trabajan en el país estuvieron presentes.

Además de los geocientistas (geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros, técnicos, académicos, especialistas, etc.) también se contó con la participación de estudiantes de carreras afines por medio de presentaciones técnicas, charlas y concursos. Más información y los trabajos ganadores en el próximo número.

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

Organizado por la Comisión de Mediciones del IAPG, se llevó a cabo del 14 al 16 de noviembre de 2018 en las instalaciones de YTEC, Berisso, Provincia de Buenos Aires, el 1° Workshop de Medición del IAPG. El workshop invitó a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de mediciones de petróleo y gas, involucrando a todas las líneas de la industria: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

Las mediciones están cobrando cada vez mayor importancia en nuestra industria, debido a nuevos marcos legales y al avance de la tecnología. Se trató de un exitoso escenario para intercambiar experiencias y definir los desafíos actuales.



Los que vendrán en 2019

Argentina Oil&Gas Expo 2019



Cada dos años el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) organiza la Argentina Oil & Gas Expo y convoca a los más destacados especialistas para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición será del 23 al 26 de septiembre, en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires, fundamentalmente para promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre al conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas, asumiendo siempre el compromiso de respetar el medio ambiente.



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

Para su 12ª edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m², con la presencia de 20.000 visitantes profesionales.

En paralelo se llevará a cabo el **4° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente**, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente, del cual se habla más adelante. Asimismo, se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras. Por

último, se desarrollará un completo programa de actividades académicas, que incluye conferencias técnicas, lanzamiento y demostraciones de productos, jornadas y talleres, entre otras.

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

4º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente



4to. Congreso Latinoamericano y 6to. Nacional de **IAPG**
**Seguridad, Salud Ocupacional
y Ambiente en la Industria
del Petróleo y del Gas**

“Experiencias innovadoras y sustentables en Seguridad, Salud y Ambiente”: bajo este lema, el próximo septiembre de 2019 el IAPG realizará, en el marco de la AOG2019, el 4º Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para el intercambio de experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del ambiente. Con la modalidad de presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos, referentes en temas de salud, seguridad y ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional. Los módulos de temas que se desarrollarán son los siguientes: seguridad e higiene; movilidad segura, seguridad de procesos, competencias, indicadores, barreras de control, gestión del cambio; respuesta a la emergencia, nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, análisis de riesgo, comportamiento humano, ergonomía y ambiente, gestión de



residuos, eficiencia energética y reducción de emisiones, gestión del agua, recuperación de sitios contaminados, indicadores ambientales y, en lo referente a salud ocupacional, factores psicosociales, prevención de adicciones, enfermedades profesionales, manejo del *stress*; sustentabilidad, licencia social y vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Como la AOG 2019, este Congreso tendrá lugar en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires, Sarmiento 2704, Buenos Aires, Argentina.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/Seguridad19>

7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



7MO. CONGRESO **IAPG**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
5 - 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina

La Argentina se encuentra en una coyuntura energética trascendente y enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, por eso surge la necesidad de analizarla en el eje de convencional y no convencional.



Para profundizar en el tema, en 2019 se desarrollará el 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, del 5 al 8 de noviembre, en la ciudad de Mar del Plata, Buenos Aires.

El temario incluye: Ingeniería de producción y operaciones, Geociencias e Ingeniería de reservorios, Medio ambiente y comunidades, Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos, Economía de la producción, Reservorios No Convencionales e Innovación y Transferencia de Tecnología.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2019/produccion/>

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

El grupo Pérez Companc adquirió Bolland

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

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

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

que la compañía adquirida tiene en varios países de la región (Brasil, Bolivia, Colombia).

Con esta adquisición, PECOM se transforma en una compañía de más de 5000 empleados y un volumen de facturación anual en torno a los USD 800 millones. Así se posiciona como la mayor compañía nacional de servicios petroleros y ocupa un rol destacado en servicios y obras de energía eléctrica y telecomunicaciones.

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

Por su parte, Luis Pérez Companc aseguró que “en energía, dimos un paso muy importante en 2015, y en poco más de 3 años con el crecimiento orgánico y la incorporación de Tel3 y luego Bolland, duplicamos la compañía para enfrentar con éxito los desafíos que el crecimiento de la Argentina plantea para este sector”.

“Esta adquisición reafirma la visión estratégica del Grupo Pérez Companc de ser referentes y protagonistas en la construcción de un futuro mejor para nuestro país, y nuestro aporte como grupo empresario se materializa en inversiones como esta y en el esfuerzo que las 10.000 personas que lo conforman hacen por generar valor todos los días”, concluyó.



Pampa Energía y Vestas donan energía eólica a dos escuelas



Pampa Energía y Vestas, en convenio con la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), financiaron la construcción, la instalación y la capacitación para tareas de mantenimiento de un aerogenerador de 350W de potencia. Las instituciones beneficiadas son el Jardín de Infantes Rural Matrícula Mínima N° 4 y la Escuela Primaria Rural N° 6 Hipólito Irigoyen, ubicada en la localidad de Calderón, partido de Coronel Rosales, provincia de Buenos Aires.

Junto a la instalación del aerogenerador que abastecerá de energía eléctrica sustentable a las dos instituciones educativas, se realizará una capacitación a para su uso, operación y mantenimiento a 24 alumnos procedentes de las Escuelas Técnicas N° 2 y N° 4 de Bahía Blanca. Unos 36 alumnos de las escuelas técnicas N° 1 de punta alta, N° 2, N° 3, N° 4 y el Instituto Técnico La Piedad de Bahía Blanca.

El aerogenerador que se instala es de eje horizontal, tripala, de 350W de potencia nominal (1,8m de diámetro de aspas) es de diseño Piggott (www.scoraigwind.com), y se fabrica en el mundo desde hace más de 30 años. Varias ONG lo utilizan en la actualidad con fines

sociales, por su sencillez de diseño, su robustez y su bajo mantenimiento.

Pampa y Vestas se unieron a la AAEE, debido a que esta asociación realiza habitualmente este tipo de proyectos educativo-sociales con el fin de capacitar a un grupo de personas en la fabricación de un aerogenerador desde cero, luego instalan el equipo en una comunidad, escuela, etc. Mediante este enfoque, acerca el conocimiento a la zona de implementación, de manera de dar sostenibilidad al proyecto, así la comunidad local luego puede replicar la experiencia y fabricar otros equipos, además de dar correcto mantenimiento al equipo fabricado e instalado.

Pampa Energía posee en Bahía Blanca el Parque Eólico Ing. Mario Cebreiro, inaugurado en mayo de este año y está construyendo otros dos parques en la zona, uno de ellos, ubicado dentro del partido de Coronel Rosales.

YPF mostró la fábrica de su lubricante estrella: Elaion

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

En su complejo bonaerense, la planta industrial más grande de la Argentina, la empresa produce naftas, gasoil, lubricantes, asfaltos y variedad de petroquímicos. Allí, esta semana se realizó una presentación que





involucró al gerente del servicio técnico de Lubricantes y Especialidades, José Luis Durán, quien explicó la tecnología que utilizan los vehículos de competición y describió el futuro del mercado a partir de la irrupción de los automóviles eléctricos.

“La electricidad como vector de impulsión es una realidad, hoy se busca optimizar el rendimiento de las baterías y el aumento de la autonomía de uso”, explicó

Durán, uno de los máximos especialistas en lubricantes de nuestro país. En esa línea estimó que “las grasas siliconadas tendrán una producción masiva acompañada de nuevos aspectos tecnológicos, sin necesidad de lubricar aros y otras autopartes, solo se aplican a los ejes de los componentes del electropropulsor”.

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

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

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



Schneider Electric: tres lecciones para la transformación digital

No cabe duda: el papel del CIO en el mundo digital actual está cambiando más rápido que nunca. Ya no solo administramos sistemas y servicios informáticos para toda la empresa. En cambio, ofrecen un aporte clave para formular e impulsar la estrategia de transformación digital de la empresa, asegura un comunicado de la empresa especializada en electricidad Schneider Eléctrico.

Después de todo, asegura, los servicios digitales son inherentemente propuestas de valor centradas en el cliente, así que nuestro rol es fundamental para garantizar que cada nivel de la empresa tome al cliente como eje.

É incluye aquí algunas lecciones concretas para iniciar este viaje:

Definir los pasos evolutivos: digitalización versus digital

Comencemos por el principio. Hace mucho que los CIO lidiamos con los términos “digitalización” y “digital”, a veces sin pausa, para aclarar confusiones o hacer distinciones relativas a estos dos conceptos muy diferentes. Jeanne Ross, la principal especialista en investigación científica del Centro para la Investigación en Sistemas Informáticos del MIT, brinda una explicación clara (en inglés). Nosotros comprendemos la diferencia estratégica, pero ¿la entiende el resto de la empresa?

Veamos un ejemplo claro de la industria aeronáutica ¿Recuerdan que hace diez años debíamos interactuar con un representante de la aerolínea a fin de obtener nuestra tarjeta de embarque y esperar a que el representante escribiera velozmente en su computadora para que la tarjeta impresa llegara a nuestras manos? Ahora, las aerolíneas han digitalizado ese proceso, es decir, está automatizado. Pero eso no es todo. La mayoría de las aerolíneas ahora ofrecen servicios digitales, es decir, crearon una experiencia de usuario que le suma valor a la digitalización en relación con el cliente, por ejemplo, con aplicaciones u ofreciendo terminales de autogestión amigables que eliminan el misterio y la complejidad de obtener la tarjeta de embarque. Los servicios digitales son un imperativo comercial en la mayoría de los sectores, y la digitalización es una herramienta importante que posibilita estos servicios. Sin embargo, solo la digi-

talización no convierte a un negocio en una empresa digital. Es crucial que comuniquemos el significado de estos términos a los equipos que impulsan las transformaciones digitales en procesos con menor visibilidad.

Recorrer la empresa para comunicar su estrategia digital

Comunicar la propuesta de valor digital global en toda la empresa es fundamental. De esta forma se inspira a los empleados y se brinda herramientas para que se concrete la transformación digital. En cuanto tengan una estrategia y una planificación digital definida y con una dirección concreta, compártanla con toda la empresa. Y no se preocupen si el mensaje se distribuye varias veces por diferentes medios.

En mi experiencia, las visitas regionales son una prioridad para garantizar que la organización informática de nuestra empresa cuente con los conocimientos y las herramientas necesarias para sostener una transformación digital integral (por ejemplo, para fusionar aplicaciones y sistemas diversos en experiencias unificadas y perfectamente integrados, como nuestro sistema de gestión de clientes o las herramientas para trabajo en colaboración, como Microsoft Teams y Box). Durante el recorrido por la empresa, tómense el tiempo de conectarse con sus empleados para:

- Preguntarles sobre las actividades habituales.
- Conocer información interna para avanzar de lo global a lo local.
- Simplificar, simplificar, simplificar.

Transformar al personal para que la empresa pueda transformarse

Cada empresa transita una curva de madurez digital particular en todas sus operaciones. Asegúrense de que la organización informática de su empresa esté a la cabeza. Dada la constante evolución de las tecnologías, el aprendizaje y la capacitación continuos son clave. Incorporar capacidades hace que sus profesionales informáticos lideren el cambio y, a la vez, despierta su curiosidad y deseo por adentrarse en las nuevas tecnologías fascinantes, como las de análisis de datos, inteligencia artificial, aprendizaje automático, chatbots, asistentes virtuales, automatización de procesos por robótica y muchas más. Alinear los programas de capacitación con la estrategia digital de la empresa les ofrecerá herramientas a sus empleados para que lleven la transformación digital a buen puerto.



Con este enfoque, comienza a ocurrir algo fantástico: se estimula a las personas para pensar de modo diferente y cuestionar respetuosamente las formas de hacer las cosas de manera pertinente. En resumen, se fomenta una cultura en la que cada uno puede aportar para acelerar la transformación digital de la empresa con la conducción de los evangelistas digitales del grupo, que están motivados a desafiar los límites de lo posible.

Las bases de la transformación digital

Para nosotros, la transformación digital no es una idea ilusoria de marketing. En la práctica, estamos estableciendo a gran velocidad las bases de lo que realmente significa digitalizarse y prestar servicios digitales, en base a cómo resolvemos problemas específicos de nuestros clientes. Como CIO, espero que sientan tanto entusiasmo como yo en lo que se refiere a hacer las cosas de modo diferente (digitalización) y hacer cosas diferentes (soluciones digitales). Y lo que es más importante, espero que sus clientes se entusiasmen también.

Nuevo Director Comercial de pinturas en Dow

Dow anunció recientemente a Charly Eid como nuevo Director Comercial del negocio de Pinturas y Monómeros de Desempeño para América latina y presidente de Dow en la Región Andina. El ejecutivo reemplaza a Daniella Souza Miranda, quien asumió el cargo de Vicepresidenta Comercial de Embalajes y Plásticos Especiales para América latina.

En el nuevo cargo, el ejecutivo será responsable de la conducción de estrategias comerciales, creación de iniciativas para generar valor y resultados financieros. Su desafío estará respaldado por la amplia presencia geográfica del negocio en América latina, con fábricas



en Brasil y México, y la amplia cartera de innovaciones que Dow ofrece en los segmentos industrial y arquitectónico. El director tendrá su base en Bogotá (Colombia) y además será el responsable de impulsar el crecimiento de Dow en la región andina.

Charly tiene licenciatura en Ingeniería de Sistemas de Información por el Tecnológico de Monterrey y MBA en Gestión Internacional de Thunderbird, School of Global Management. El ejecutivo se unió a Dow en 2007 en México como Gerente del Sistema de información e instalaciones. También actuó como Gerente de Cadena de Valor, Desarrollo de negocios y sustentabilidad para el área de Plásticos y embalajes Especiales (P&SP) en Los Ángeles, Estados Unidos. En 2014, asumió el cargo de Gerente de Marketing de Alimentos y Embalajes Especiales (F&SP) en São Paulo, y en 2016, fue nombrado Director de Producto de Gas Phase y Slurry para América latina.

Pan American Energy puso en marcha su primer parque eólico

Comenzó a generar energía el Parque Eólico Garayalde, el primer desarrollo de Pan American Energy (PAE) en el mercado de las energías renovables, con una inversión cercana a los 40 millones de dólares.



El Parque Eólico Garayalde, ubicado en la provincia de Chubut, a unos 200 km de Comodoro Rivadavia, entró en funcionamiento con una potencia instalada de 24,15 megavatios y capacidad para satisfacer el consumo eléctrico anual de más de 20.000 hogares.

Situado en el cruce con la Ruta Provincial N° 30, de acceso a la localidad chubutense de Camarones, el emprendimiento pertenece a Parque Eólico del Sur, una sociedad conformada por Pan American Energy, compañía operadora con una participación del 55%, y 3 Gal (45%).

Este desarrollo significa el ingreso de PAE en el mercado de las energías renovables, con un aporte al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de más de 114.000 MWh/año.

El Parque Eólico Garayalde fue el primer proyecto en firmar, en enero de 2017, un contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable con CAMMESA en el marco de la Ronda 1 del Programa RenovAr. Esta iniciativa fue lanzada por el Gobierno nacional en mayo de 2016 con el objetivo de incorporar fuentes renovables a la matriz energética de la Argentina.

El parque genera energía eólica a través de 7 aerogeneradores e incluyó la construcción de una subestación transformadora que permite aportar al MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) la energía generada.

La inversión demandada fue cercana a los 40 millones de dólares y se inició con el trabajo de suelo en las 700 hectáreas que conforman el predio. Se construyeron las bases portantes para las torres de 85 m de altura donde fueron montados los aerogeneradores de la marca danesa Vestas que poseen una hélice tres palas con un diámetro de 126 m.

A su vez, fue necesario realizar un estudio previo de vientos y obras complementarias, como el trazado de caminos internos y el tendido eléctrico que funciona como vínculo con la red del SIN a través de la línea de 132 Kv que va desde Florentino Ameghino hasta Comodoro Rivadavia.

La construcción del parque eólico contó con la participación de pymes locales de la provincia de Chubut y demandó el trabajo de un centenar de personas de la región.

Parque Eólico Garayalde en cifras

- **7** aerogeneradores instalados
- **40** millones de U\$D invertidos
- **700** hectáreas de parque
- **24,15** MW de potencia instalada
- **20.000** hogares abastecidos
- **114.000** MWh al año generados

Características de los aerogeneradores

- **Modelo:** Vestas V136-3.6MW
- **Potencia:** 3,45 MW
- **Diámetro rotor:** 126 m
- **Largo de pala:** 63 m
- **Altura torre:** 85 m
- **Velocidad media:** 8,5 m/s
- **Velocidad mínima:** 3 m/s
- **Velocidad máxima:** 22,5 m/s

Galileo: primera flota de camiones a GNL del país

El acto se realizó en la Central Termoeléctrica de Anchoris, Provincia de Mendoza, y estuvo acompañado de la exitosa carga de gas natural licuado (GNL) en los tanques de seis camiones Scania G340 especialmente motorizados para consumir el nuevo combustible.

Propiedad de la transportista mendocina Andreu, la nueva flota movilizará a los tráileres del Gasoducto Virtual, el sistema con el que Galileo Technologies distribu-



ye gas como combustible líquido. “Cuando esta flota de camiones al servicio de Galileo comience a rodar por las rutas argentinas, demostraremos que el GNL es el combustible más adecuado para el transporte de cargas, ya que es nacional, limpio y barato”, señaló Osvaldo del Campo, Presidente y CEO de Galileo Technologies, con motivo del anuncio.

Equipados con dos tanques criogénicos de combustible que permiten cargar 265 kilogramos de GNL, los camiones poseen una autonomía de combustible de 1.100 kilómetros. Durante sus recorridos, que incluyen rutas de montaña y ripio, los nuevos camiones remolcarán a los tráileres con los que Galileo lleva GNL desde pozos dispersos en Mendoza y Neuquén hasta la recientemente inaugurada Central Termoeléctrica de Anchoris, que lo consume como combustible.

Con el reemplazo de los camiones gasoleros por los nuevos a GNL, Galileo Technologies espera alcanzar mayores niveles de eficiencia ambiental y económica en cada flete. Menores emisiones de los escapes y menores costos de combustible en cada flete, que se abaratarán hasta en un 50%.

Andrés Leonard, director general de Scania Argentina, destacó que “es la primera vez que se ingresan al país vehículos pesados que funcionan completamente a gas, y más específicamente a GNL. Nos enorgullece ser pioneros no solo por el hecho de introducir nueva tecnología al país, sino también porque la misma colabora de manera directa con la reducción del impacto ambiental”.



International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web: ibcinc.com.ar

“Obsesionados por la innovación y por ser más eficientes y sustentables, decidimos invertir en la compra de estos camiones acompañando a Galileo en este desafío”, señaló Eduardo Andreu, Director de Transportes Andreu.

El próximo plan

En el mediano plazo, Galileo Technologies presentará un Corredor Azul de estaciones de carga de GNL para que el GNL esté disponible en las rutas argentinas. El plan incluirá la oferta de surtidores de GNL para centros logísticos.

Esos surtidores funcionarán sin conexión a la red de gas natural y serán abastecidos por Gasoducto Virtual, bajo un sistema SCADA de monitoreo remoto.

“En 1984 impulsamos con éxito el gas natural comprimido (GNC). Ahora, con tecnología propia, extendemos el uso del GNL como combustible profesional y de alta potencia para ampliar la frontera productiva del país”, concluyó del Campo.

¿De dónde proviene el GNL?

El GNL es gas natural licuado directamente en áreas de pozo que están fuera del alcance de los gasoductos en las provincias de Neuquén y Mendoza. Es gas nuevo y totalmente nacional. La tecnología de licuefacción desarrollada por Galileo Technologies permite su aprovechamiento y distribución como combustible líquido.

Sobre Galileo Technologies

Desde sus inicios en los años ochenta, cuando fue pionero en el desarrollo del gas natural comprimido (GNC) para consumo vehicular en la Argentina, Galileo Technologies ha evolucionado hasta convertirse en un referente mundial en toda la cadena de valor del gas natural. Actualmente, sus productos y soluciones de energía están presentes en 70 países y tiene sedes en la Argentina, los Estados Unidos y el Reino Unido.

Cefas inauguró su segundo horno en San Juan

Con una inversión de 13 millones de dólares, Cefas, empresa miembro del Grupo Calidra, inauguró en su Planta de San Juan su segundo horno Maerz con



capacidad para producir 300 toneladas de cal por día. De esta manera alcanzará una producción de 300.000 toneladas anuales de cal de alta reactividad y pureza.

La puesta en marcha del segundo Horno Maerz permitirá abastecer la demanda creciente de actividades mineras, de la construcción, la siderurgia y otras que utilizan este insumo estratégico en la Argentina y Chile. Los hornos se encuentran preparados para utilizar gas natural o carbón pulverizado, en forma indistinta, o bien una combinación de ambos combustibles. Esto brinda un diferencial y una gran flexibilidad de economía de costos y permite asegurar el suministro de calidad a nuestros clientes los 365 días ante falencias de combustible para la calcinación.

Este horno posee la mayor eficiencia térmica, eléctrica y de uso de las reservas minerales alcanzada por la tecnología hasta el momento. Además produce respetando las más exigentes normas de cuidado del medio ambiente y es el del país instalado hasta la fecha.

Cefas confirma así su condición de líder en el mercado en la región, abasteciendo productos de alta calidad para la minería, la siderurgia y el tratamiento de aguas. Asimismo seguimos invirtiendo para acompañar el desarrollo de la industria de la construcción en la Argentina, nuestra empresa calera produce y comercializa marcas líderes como Cal El Milagro, Sublime, Malagueño y Cal Santa Elena.



Dow lidera una alianza para combatir la eliminación de plásticos

Dow, miembro fundacional de la *Alliance to End Plastic Waste* AEPW (Alianza para el Término de los Residuos Plásticos), tomó un rol de liderazgo frente a la conformación de esta nueva alianza que persigue como único fin avanzar en soluciones que eliminen residuos plásticos en el medio ambiente, fundamentalmente en los océanos.

Esta nueva organización, conformada recientemente por cerca de 30 compañías en el nivel mundial, compromete una inversión inicial de más de mil millones de dólares y tiene el objetivo principal de alcanzar USD 1.500 millones durante los próximos cinco años. Esta alianza global desarrollará y llevará a escala recursos que minimizarán y gestionarán los residuos plásticos y promoverán soluciones para colaborar y permitir llegar a una economía circular para plásticos. Los miembros de la Alianza representan compañías globales y organizaciones localizadas en América del Norte y Sur, Europa, Asia, África y Medio Oriente.

“Mantener nuestro medio ambiente libre de residuos es importante para el futuro de Dow y de la industria, pero aún más importante, para el futuro de nuestro planeta”, enfatizó Jim Fitterling, CEO de Dow. “Esta iniciativa alía compañías, gobiernos, ONG y consumidores para acelerar esfuerzos que conduzcan a la innovación, proporcionen los tan necesitados recursos y para tomar acciones decisivas que pongan fin a los desechos plásticos en el medio ambiente”.

La Alianza es una organización sin fines de lucro e incluye toda la cadena de valor de los plásticos: empresas que producen, utilizan, venden, procesan, recogen y reciclan plásticos. Esto incluye fabricantes de químicos y plásticos, compañías de bienes de consumo, revendedores y empresas que trabajan con gestión de residuos, junto a la colaboración estratégica del Consejo Mundial de Negocios para el Desarrollo Sustentable (*World Business Council for Sustainable Development*).

La Alianza invertirá recursos e impulsará avances en cuatro áreas clave:

- Desarrollo de infraestructura para recolectar y realizar la gestión de los residuos, además de aumentar el reciclado.
- Innovación para progresar en el desarrollo y escalado de nuevas tecnologías que faciliten el reciclado y la recuperación de plásticos y que agreguen valor a todo el plástico posconsumo.
- Educación y compromiso firme de gobiernos, empresas y comunidades para promover acciones y comunidades.
- Limpieza de áreas concentradas de residuos plásticos ya existentes en el medio ambiente, en particular los mayores canales de desperdicio, como ríos, que llevan los desechos plásticos de la tierra al océano.

“Resolver este desafío mundial tan crítico requerirá de un conjunto diverso de soluciones desarrolladas por

un igualmente diverso grupo de interesados”, señaló Fitterling. “La Alianza para terminar con los residuos plásticos pone en contacto algunas de las mentes más innovadoras del mundo, permitiéndonos explorar, desarrollar e implementar dichas soluciones”.

El liderazgo que muestra Dow en la AEPW es otro ejemplo enfático de las acciones, compromisos e inversiones de la compañía para ayudar a eliminar los residuos plásticos del ambiente y especialmente en los océanos. Recientemente la compañía:

- **Ha invertido en personas y compañías trabajando en las soluciones:** en octubre pasado, Dow anunció que se convirtió en una de las inversoras fundacionales de *Circulate Capital*, un esfuerzo de 100 millones de dólares para incubar y financiar compañías e infraestructura que prevengan residuos en los océanos. La misión de *Circulate Capital* es la de demostrar la viabilidad de la inversión en los sectores de gerenciamiento de residuos y reciclado con el fin de atraer los capitales institucionales de inversión necesarios para poner en escala compañías de reciclado y gerencia-



Profesionales & consultores



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

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

Hugo Giampaoli
hgampaoli@gigaconsulting.com.ar



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

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

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

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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



miento de residuos e infraestructura a lo largo y a lo ancho del sur y sudeste de Asia.

- **Se ha comprometido con el gobierno:** Dow es miembro del Foro Económico Global - *Global Plastic Action Partnership*, diseñado para alinear a los negocios, la sociedad civil, los gobiernos locales y nacionales, grupos comunales y expertos en el nivel mundial, con el fin de resolver la contaminación plástica. Esta alianza ha sido inicialmente financiada por los gobiernos de Canadá y el Reino Unido, además de Dow y otras firmas globales, con el objetivo de establecer soluciones viables hacia el 2020, que podrían ser adaptadas e implementadas en otros países. El primer proyecto es una colaboración con el gobierno de Indonesia.
- **Ha participado en la limpieza de residuos existentes:** la reciente campaña de Dow #PullingOurWeight, que se inició en otoño de 2018, contó con la participación de más de 5.600 empleados, familias y amigos de Dow, actuando en 55 limpiezas globalmente, removiendo más de 24.000 kg de basura y desperdicios de playas y canales acuíferos.
- **Ha innovado para la reciclabilidad:** la innovación de producto es otro elemento fundamental de los esfuerzos de Dow para terminar con el residuo plástico en el medio ambiente. La tecnología de Dow *RecycleReady* permite a los productores desarrollar empaques que pueden calificar para la etiqueta de la Coalición de Empaques Sustentables *How2Recycle* y pueden ser reciclados a través de corrientes recicladoras de polietileno, como los sistemas de recolección de supermercados en los Estados Unidos. Dow continúa enfocada en tecnologías compatibilizadoras que permiten que materiales de empaques de múltiples capas sean reciclados en nuevos productos.
- **Ha avanzado en proyectos de conversión de residuos a energía:** en 2014, Dow comenzó la

iniciativa de recuperación *Hefty®EnergyBag®* que consiste en coleccionar plásticos difíciles de reciclar y convertirlos en recursos de valor. Al mes de julio del 2018, el programa *Hefty®EnergyBag®* ha recolectado más de 176.500 bolsas y desviado más de 115 toneladas de plásticos de rellenos sanitarios, el equivalente aproximado a 92 millones de bolsitas de snacks o 546 tambores de combustible diésel. Dow anunció recientemente otros USD100.000 en fondos para organizaciones para el establecimiento de programas en sus comunidades.

- **Ha trabajado muy de cerca con ONGs líderes:** Dow también anunció en octubre de 2018 que está donando un millón de dólares adicionales a *Ocean Conservancy* los próximos dos años para ayudar en la colecta de residuos y en las soluciones de reciclado en los países del sudeste asiático. Este dinero será utilizado para proyectos que creen la capacidad de organizaciones locales no gubernamentales y para alianzas con líderes de las ciudades con el objetivo de desarrollar, escalar y replicar soluciones que se puedan implementar.
- **Ha invertido en soluciones de reciclado y gerenciamiento de residuos:** otro paso que Dow está dando para complementar sus actividades de economía circular es el de conducir el desarrollo de nuevos modelos de negocios comerciales de reciclado y estrategias de crecimiento para monetizar los flujos globales de reciclado plástico de residuos.
- **Continúa colaborando a través de la cadena de valor:** Dow también es miembro fundacional de la *Sustainable Packaging Coalition*, que colabora con los convertidores de empaques y los dueños de marca para aumentar la producción de bolsas *stand-up* que pueden ser recicladas a través de corrientes existentes de reciclado de película de polietileno.



iAPG

Cursos
Online

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

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

Registros de Pozo

Instructor: Alberto Khatchikian

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

Registros de Pozo I

Curso Básico

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

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

Registros de Pozo II

Curso Avanzado

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

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

Para más información: cursos@iapg.org.ar

NOVEDADES DEL IAPG



Seccional Sur: 19 años de la Escuela de Manejo Defensivo del IAPG

La Escuela de Manejo Defensivo creada por la Seccional Sur del IAPG en Comodoro Rivadavia acaba de cumplir 19 años, desde su creación se han capacitado poco más de 110.000 personas.

Recientemente, la Escuela logró por tercer año consecutivo la recertificación de su sistema de gestión de calidad con normas IRAM 9001 2015; cada auditoría de certificación atraviesa un minucioso proceso de evaluación con el control y el seguimiento de los registros.

Según Conrado Bonfiglioli, gerente de la Seccional Sur del IAPG, “es un orgullo poder seguir avanzado en esta propuesta que nació hace 19 años, con los procedimientos internos de calidad auditados, es algo que nos permite avanzar en esa mejora continua día a día, y cuando surge una falla, saber también que tenemos un procedimientos que nos permite adecuarlos y solucionarla”.

Las cifras son elocuentes: desde la creación de la Escuela, en noviembre de 1999, se han capacitado unas 110.000 personas. La mayoría con trabajos relacionados con la industria, pero también unas 3.000 personas de diversos sectores de la comunidad, entre ellos estudiantes, policías y bomberos.

“La mayoría de las personas que se capacitaron pertenecen a la industria del petróleo y del gas, pero también hay una fuerte inserción en la comunidad porque se han extendido en varias oportunidades a escuelas, instituciones, Estado y organizaciones intermedias. Constantemente estamos activos en la sociedad”, dijo Bonfiglioli.

Y adelantó que se iniciará una serie de actividades a lo largo de 2019 para celebrar los 20 años de la Escuela de Manejo Defensivo, un referente nacional de seguridad y educación vial.



que impliquen aportes beneficiosos y sustentables dentro del ámbito de la industria y la comunidad.

En esta oportunidad, la categoría premiada fue “Práctica-innovación en el área de SSA”. El trabajo, denominado “Programa Preventivo de Salud Femenina”. La ganadora fue la doctora en Salud Ocupacional Guillermina Gómez, y la empresa donde se aplicó el proceso, Oldelval S.A.

El Programa ganador consiste en generar conciencia preventiva en el universo de la empresa y en detectar de manera temprana procesos patológicos de alto impacto psicofísico, así como implementar precozmente tratamientos resolutivos, incrementando la esperanza de vida.

Tras un año del proceso de medición, se detectaron nueve procesos dudosos que requieren seguimiento semestral, dos procesos neoplásicos potencialmente



Premio Geoling en Seccional Comahue

El 17 de noviembre último, en la Fiesta Anual de la Seccional Comahue se hizo entrega del premio Geoling 2018. El objetivo de este premio es reconocer las iniciativas y las acciones concretas de las personas,



malignos que requirieron tratamiento inmediato y una aceptación con beneplácito del proceso por parte de todo el personal.

La entrega de premio estuvo a cargo del Presidente de la Comisión Directiva del IAPG Comahue, Carlos Grassia; el gerente de la seccional, Carlos Postai; y el presidente de la Subcomisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, Germán Mercere.

El IAPG renueva su Programa de Promoción del Consumo Responsable de la Energía con Naturgy

En el marco de su programa “Formando Energía”, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y la Fundación Naturgy renovaron su convenio de colaboración para la promoción de la educación energética y el uso eficiente y seguro de la energía a docentes de escuelas públicas y privadas, a partir del cual en 2018 realizaron 30 jornadas de capacitación alcanzando a 7.121 docentes.

El programa Formado Energía tiene como finalidad capacitar, mediante un seminario de alto nivel, a docentes en la materia de consumo eficiente del gas, Energía y Medio Ambiente. En 2018 se realizaron seminarios en los municipios de Morón, San Miguel, Vicente López, San Antonio de Areco, Pilar, Escobar, Malvinas Argentinas, Hurlingham, Luján, Tres de Febrero, Campana, San Martín y José C. Paz.

“Nos genera gran satisfacción continuar trabajando

junto al IAPG en la formación de los docentes, y poder brindarles herramientas para que promuevan entre sus alumnos conductas medioambientalmente sustentables”, afirmó Alberto González Santos, Gerente General de Naturgy.

En tanto, Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG, manifestó: “Para el IAPG es muy importante contar con el apoyo de la Fundación Naturgy y llevar adelante una actividad que consideramos muy importante: llegar a la comunidad educativa para brindarle formación en temas de energía y su uso responsable y eficiente, teniendo como meta la sustentabilidad”.

La Fundación desarrolla su actividad internacional permanente en diez países, donde está presente la compañía y lleva a cabo proyectos que suponen un aporte



positivo a la sociedad el promover la inclusión energética. Durante 2019, la Fundación, además, lleva adelante el programa de voluntariado corporativo “Emprendedores Sociales”, los programas de promoción del uso responsable “Asociar Energía” y “Consumo Responsable para Niños” y el programa “Energía Segura”, sobre prevención de accidentes con monóxido.



Cursos de actualización 2019

Aquí encontrarás los cursos profesionales y especializados más prestigiosos de la industrial.

MARZO

INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS

Instructor: *D. H. Nuñez*

Fecha: 22 de marzo. Lugar: Buenos Aires

Instructor: *E. Irigoyen*

Fecha: 16 y 17 de mayo. Lugar: Neuquén

DETECCIÓN Y PREVENCIÓN DE FRAUDES EN EMPRESAS OIL & GAS

Instructores: *R. Campo y C. Torres*

Fecha: 24 de mayo. Lugar: Buenos Aires

ABRIL

TALLER DE INTERPRETACIÓN DE MEDICIONES ECODINAMOMÉTRICAS

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 24 al 26 de abril. Lugar: Neuquén

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina, G. Mancuso*

Fecha: 28 al 31 de mayo. Lugar: Buenos Aires

MAYO

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

JUNIO

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 12 al 14 de junio. Lugar: Buenos Aires

JULIO

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 y 12 de julio. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y J. Ronchetti*

Fecha: 16 al 19 de julio. Lugar: Buenos Aires

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

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 17 y 24 de julio. Lugar: Buenos Aires

INGENIERIA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 29 de julio al 2 de agosto. Lugar: Buenos Aires

AGOSTO

INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA Y LA NORMAL ISO 50.001

Instructor: *A. Heins*

Fecha: 5 y 6 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 7 al 9 de agosto. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE CALIDAD DE PERFILES Y RESULTADOS DE LABORATORIO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 7 al 9 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 12 al 16 de agosto. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*

Fecha: 21 al 23 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Heins*

Fecha: 26 al 30 de agosto. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO-REEMPLAZO

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 27 al 30 de agosto. Lugar: Buenos Aires

SEPTIEMBRE

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

Instructor: *E. Irigoyen*

Fecha: 3 y 4 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Instructora: *D. Miranda Rodríguez*

Fecha: 4 y 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 5 y 6 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 9 al 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos online

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas está lanzando una serie de cursos *online* sobre temas de la industria. Las propuestas bajo esta modalidad *E-Learning* complementan su tradicional calendario de cursos presenciales. Los contenidos estarán disponibles las 24 horas durante los 7 días de la semana con alcance a cualquier punto del país y del mundo. Se incluirán videoconferencias sincrónicas con los instructores, que son profesionales de prestigio internacional y gran experiencia. También se llevarán a cabo, complementando la formación teórica, una serie de ejercicios prácticos, siempre acompañados por los docentes.

El primero será: "Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance".

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*
Fecha: 17 y 18 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*
Fecha: 19 al 20 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*
Fecha: 19 y 20 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CÁLCULO Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 23 al 26 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*
Fecha: 30 de septiembre al 2 de octubre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 3 al 4 de octubre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*
Fecha: 7 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 15 al 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky y A. Resio*
Fecha: 15 al 18 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
Fecha: 23 al 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 24 y 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 28 de octubre al 1 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*
Fecha: 29 de octubre al 1 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA SEGÚN ISO 50.001

Instructor: *A. Heins*
Fecha: 4 al 6 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 7 y 8 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y N. Pesce*
Fecha: 11 al 16 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*
Fecha: 19 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*
Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 26 al 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES DE HIDROCARBUROS

Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
Fecha: 2 al 4 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE FORMACIONES CONVENCIONALES Y SHALE

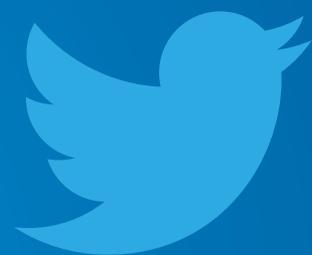
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



Linked in

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

ÍNDICE DE ANUNCIANTES

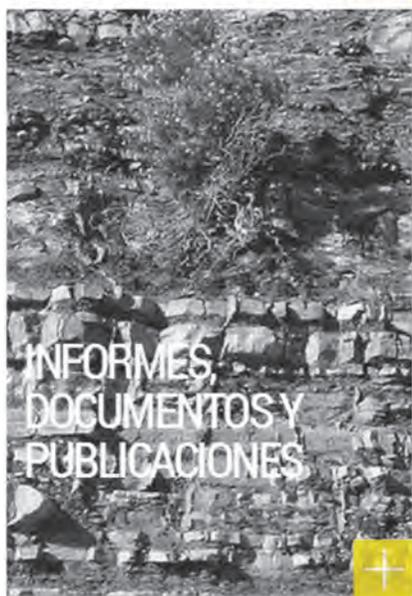
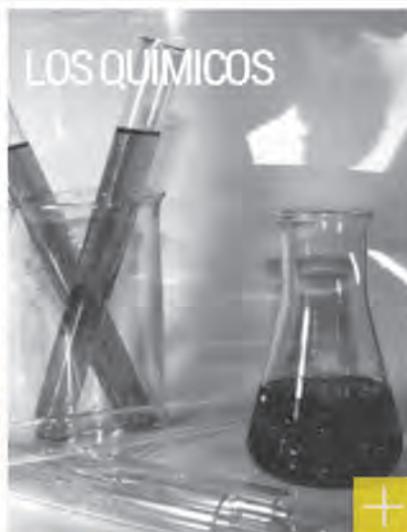


3M	45	NOV	51
AESA	23	PAMPA ENERGIA	61
BAKER HUGHES A GE COMPANY	39	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de Tapa
COMPAÑÍA MEGA	19	PECOM SERVICIOS ENERGIA	33
CURSOS IAPG	85	STANTEC ARGENTINA	28
CURSOS REGISTROS DE POZO	99	SWISS MEDICAL/ECCO	55
EDVSA	84	TACKER SOLUTIONS	41
ENSI	29	TECPETROL	37
FUNCIONAL	25	TEXPROIL	Contratapa
GABINO LOCKWOOD	31	TOTAL	9
GIGA	97	TREATER	57
HALLIBURTON	13	TUBHIER	53
HARASIMIUK	54	V Y P	97
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	95	WINTERSHALL ENERGIA	27
INDURA ARGENTINA	47	YPF	7
INDUSTRIAS J.F. SECCO	65		
INDUSTRIAS QUILMES	18	Suplemento Estadístico	
IPH	83	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
MARSHALL MOFFAT	15	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	14	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

Vaca Muerta: inician plan de vigilancia ambiental

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >



¿Sabías qué?

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

Fusionamos experiencia,
innovación y tecnología,
**transformando ideas
en resultados**

Ofrecemos soluciones integrales de
completación, basadas en el servicio y en la
innovación, siendo la opción más eficiente
de la industria. Estamos comprometidos con
la Calidad, la Seguridad, el Medio Ambiente
y la Mejora Continua.


www.texproil.com.ar



Texproil

A Sage Rider Company



BALL FRAC VALVE



PLUG AND PERF SYSTEM



MULTI ZONE INJECTOR WELLS



DISSOLVABLE BRIDGE PLUG



COMPOSITE BRIDGE PLUG



SEDE PRINCIPAL - Guillermo Marconi 1800, Parque Industrial, Cipolletti- Río Negro | Tel: +54 299 479-0197/2302 |

LOCACIÓN DE SERVICIO - Primeros Pobladores 2297 - Neuquén - Argentina | Tel: +54 299 442-9703 |

HOUSTON - SageRider, Incorporated - 12950 South Kirkwood Ste. 160 - | Tel: (877) 219-4730 | www.sageriderinc.com