

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LVIII - AGOSTO 2017

ibpg
4 | 17

3º Congreso de Integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* de petróleo y gas

< CUMPLIMOS 60 AÑOS >
60
ibpg

ibpg
AAOG
XI ARGENTINA OIL & GAS
EXPO 2017



Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas

< CUMPLIMOS 60 AÑOS >
60
ibpg

ibpg
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



Multisponsor de:

ibpg
AAOG
XI ARGENTINA OIL & GAS EXPO 2017

ibpg
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REFINACIÓN Y SERVICIO DE BÓZAS

ibpg
10º CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
Buenos Aires - 2017



potenciar el desarrollo

Somos la primera productora privada de hidrocarburos del país. Con el esfuerzo y el ingenio de nuestra gente, producimos el **19% del petróleo y el 17% del gas de la Argentina.**

Para producir.
Para crear.
Para desarrollar.

La energía nos pone en acción.

**Pan American
ENERGY**

Energía que evoluciona



Este número de *Petrotecnia* es de los más significativos para el IAPG, ya que se trata de la edición especial que será distribuida durante la Expo Argentina Oil & Gas 2017 (AOG Expo 2017) organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, uno de los eventos de negocios más importante de la industria del petróleo y del gas de la región, que celebrará su undécima edición este año, del 25 al 28 de septiembre, en el Predio Ferial de La Rural en la ciudad de Buenos Aires.

Coincide con la conmemoración nada menos que de nuestros 60 años de vida como instituto, hecho que redobla los motivos de interés en convocar a los protagonistas del sector para celebrar juntos esta trayectoria.

La industria en su conjunto tiene altas expectativas acerca de este evento, ya que suele ser un certero termómetro a la hora de medir los desafíos que atraviesa el sector, la base fundamental de la industria energética del país.

Esperamos a más de 25.000 visitantes en los más de 35.000 m² por las 250 empresas que mostrarán sus marcas, a lo largo de tres pabellones. Contaremos con una Jornada para los jóvenes profesionales en la que desarrollaremos los temas que preocupan a las nuevas generaciones; habrá un ciclo de charlas diarias de CEOs, una conferencia sobre sustentabilidad, charlas comerciales; rondas de negocios para el encuentro entre las principales compañías operadoras y los proveedores; y además se contará con un estudio de televisión dentro de la muestra del canal AOG TV Channel que transmitirá desde adentro del recinto.

Otros pabellones del predio ferial estarán destinados a las actividades del 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, la actividad técnica que acompañará esta edición de la muestra.

En ese espacio, los profesionales desarrollarán los temas que ocupan a la actividad, tanto el panorama latinoamericano de la perforación, así como también el presente y el futuro de los recursos no convencionales en la región y en el país. Por supuesto, se hará especial foco en los campos convencionales y maduros, que generan un buen porcentaje de la producción actual, mientras se adelanta en el camino de los no convencionales, como el *shale gas* y el *shale oil*.

Además hemos dedicado este número de *Petrotecnia* a los trabajos y las experiencias compartidas en el 3º Congreso de integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* de petróleo y gas. Se trata de un área altamente especializada del transporte distribución de gas y del *downstream*, puesto que la integridad contempla la vida útil de los ductos y la necesidad de preservarlos de la corrosión externa y de los daños que sufren por parte de terceros. Sin embargo, se ha convertido en parte cada vez más importante de la industria, debido a la necesidad de responder acerca de la preservación del ambiente, de mejorar la eficiencia y de cumplir con las normativas nacionales e internacionales.

También hemos incluido un completísimo informe con todo lo realizado en los últimos siete años de Vaca Muerta, otro sobre las refracturas en el sitio, y un relevamiento acerca de los equipos de perforación disponibles en el país.

Y traemos todas las novedades desde las seccionales y desde el IAPG Houston.

¡Les damos la bienvenida a la Expo AOG 2017! ¡Los esperamos!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

3º Congreso de integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* de petróleo y gas

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 La integridad de ductos en el país y en la región

En este número de *Petrotecnia* presentamos las conclusiones y los trabajos seleccionados durante el 3º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *upstream* y *downstream* de Petróleo y Gas realizado por el IAPG.



14 Liberación de tensiones en zonas con pendiente paralela a la cañería La importancia de la elección del inicio de la excavación

Por Manuel Ponce y Pedro Hryciuk (*Transportadora de Gas del Norte S.A.*)

La liberación de tensiones de cañerías enterradas es un método conocido para mitigar las tensiones acumuladas en cañerías que estuvieron sometidas a distintos tipos de cargas.



32 Cruces de ríos: influencia de la migración de meandros en la integridad del gasoducto

Por Ing. Martín Carnicero (*Transportadora de Gas del Norte*)

Dentro del espectro de las amenazas naturales a los sistemas de transporte de gas se encuentra la integridad de los cruces de ríos. El sistema operado por TGN de más de 9.000 km de extensión cuenta con innumerables cruces, dentro de los cuales la migración de meandros adquiere mayor importancia en los cruces que se ubican al pie de los cerros.



50 Análisis de integridad de juntas embonadas

Por Aníbal Márquez (*GIE S.A. y Universidad Nacional de Mar del Plata*), Rossangela Elizabeth Assante Adriazola (*Pluspetrol Norte*), Lucio Márquez y Pablo Fazzini (*GIE S.A.*)

La tecnología de unir los diferentes tramos mediante la inserción de los extremos con interferencia se utiliza desde hace más de 50 años. Este método para el tendido de ductos presenta varias ventajas, como la facilidad de instalación y la preservación de la composición química y microestructural.



72 Defectos de fabricación: una amenaza creciente en la región

Por Ing. Mariana Corsico e Ing. Sergio Río (*Transportadora de Gas del Sur S.A.*)

Las estadísticas demuestran que una falla en un gasoducto en operación es algo poco frecuente; sin embargo, frente a una falla se debe realizar un análisis exhaustivo de la causa raíz que la provocó para que no vuelva a ocurrir.

82 Diagnóstico por biología molecular para la mitigación de la biocorrosión en instalaciones de petróleo y gas

Por Walter A. Vargas, María Clara Pagliaricci, María Juliana González, Carla Montero, Guillermo R. Carfi y Walter Morris (*YPF-Tecnología S.A.*)

La correcta planificación de los programas de mitigación de los efectos de la biocorrosión en instalaciones de petróleo y gas requiere de un diagnóstico correcto y temprano de las comunidades microbianas que causan la degradación de los materiales.



Nota Técnica



90 **Vaca Muerta: balance de siete años de desarrollo**

Por Hugo Giampaoli y Alejandro Gagliano (GiGa Consulting)

Un balance acerca de la actividad generada alrededor del desarrollo de los recursos no convencionales en el país, desde el anuncio internacional de las posibilidades y los alcances de su explotación.



102 **“Equipos de perforación disponibles en la Argentina”**

Por Gabino Velasco (Comisión de Perforación del IAPG)

Un recuento de los equipos de tierra adentro actualmente hallables en las cuencas del país y sus especificaciones técnicas.

106 **Refracturas en Vaca Muerta**

Por Martín Vítolo, Lucas González Day, Juan José Fernández, Matías Acosta y Andre Archimio, (YPF S.A.); Joaquín Ramírez (Y-Tec)

Para lograr caudales de producción que hagan económicamente rentable la explotación de reservorios *shale*, es esencial que sean estimulados mediante fracturas hidráulicas de gran magnitud. Una alternativa para extender los períodos de fluencia y mitigar los puntos mencionados es interviniendo los pozos con trabajos de refractura para revitalizar su productividad.

Congresos



117 **Congresos y Jornadas**

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

120 **Novedades de la industria**

126 **Novedades del IAPG**

128 **Novedades desde Houston**

130 **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

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 LVIII N° 4, agosto de 2017

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.500 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.

Aderida 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 (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1250

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

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2016-2018

CARGO

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

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
SHELL C.A.P.S.A.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
SIDERCA S.A.I.C.
METROGAS S.A.
PAMPA ENERGÍA S.A.
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
GAS NATURAL FENOSA
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.
WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.
MEDANITO S.A.
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND y CIA. S.A.
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
PECOM SERVICIOS ENERGIA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
MAGDALENA ENERGY ARGENTINA S.R.L.
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AESAs)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Ing. Ricardo Darré
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Lic. Teófilo Lacroze
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Lic. Marcelo Núñez
Ing. Horacio Turri
Dr. Dante M. Ramos
Cdr. Javier Gremes Cordero
Ing. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Germán Patricio Macchi
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Ing. Daniel Anibal De Nigris
Cdr. Gustavo Albrecht
Lic. Pablo Alejandro Chebli
Ing. Luis Edgardo Fredes
Ing. Margarita Esterman
Ing. Jorge E. Meaggia
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Fernando Rearte
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Ing. Mario Lanza
Sr. José David Peñafiel
Ing. Juan José Mitjans
Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Ing. Mariano Gargiulo
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Ing. José Alberto Montaldo
Sr. Diego Schabes
Ing. Patricia Laura Carcagno
Sra. María Inés Sainz
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Cdr. Rubén de Muria
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Sr. Pablo Carlos Ledesma
Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yáñez
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Sr. Damián Ciaccia
Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Diego Grimaldi
Ing. Walter A. Actis
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Hernán Stockman
Ing. Diego Martínez

Sr. Hermann Carlos Steinbuch
Sr. Rodrigo Espinosa
Ing. Adrián Marcelo Burntik
Geól. Mariano González Rithaud
Sr. Iván Hansen
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

Mil quinientos vientos huracanados.

Llegás a una de nuestras mil quinientas estaciones y muy probablemente te enfrentes a uno de los vientos más poderosos de la naturaleza, el llamado viento de YPF.

Esta vez no es nafta lo que necesitás, sino un buen café con medialunas. Hay que bajar sí o sí.

Y cometés el mismo error que todos: bajás desabrigada.

El viento se cuele entre la tela y va directo a las vértebras. La luz al final del túnel tiene nombre y calefacción, se llama "Full".

Pagás con tarjeta. La firma sale con tembleque por culpa del resabio de un chucho que quedó por ahí. Ahora hay que volver al auto. Pero no pasa nada, tus defensas están altas gracias a ese cortado con dos de manteca.

YPF

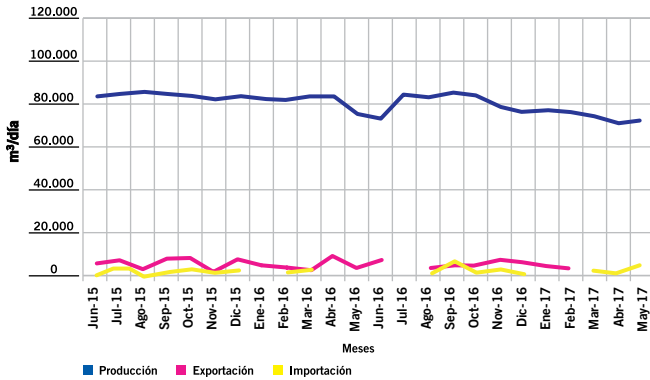


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

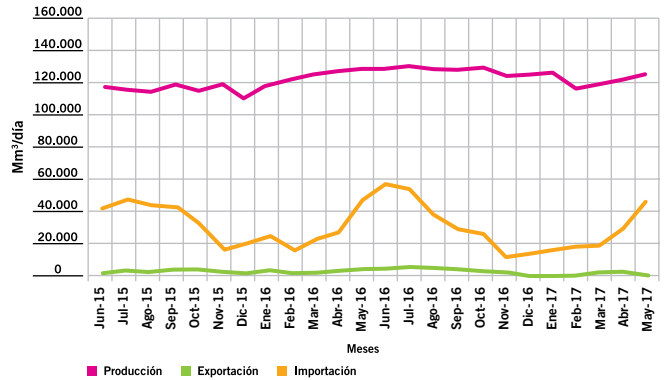


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

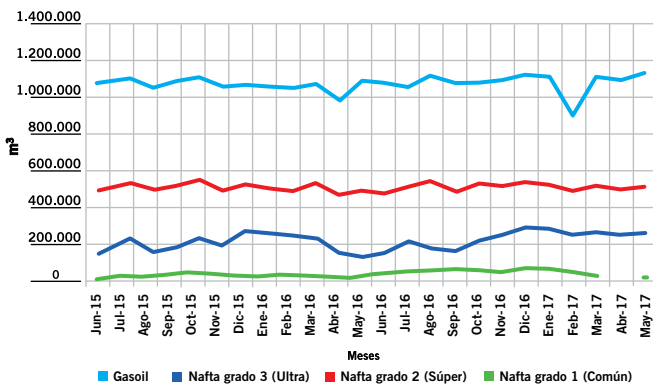
Producción de petróleo vs. importación y exportación



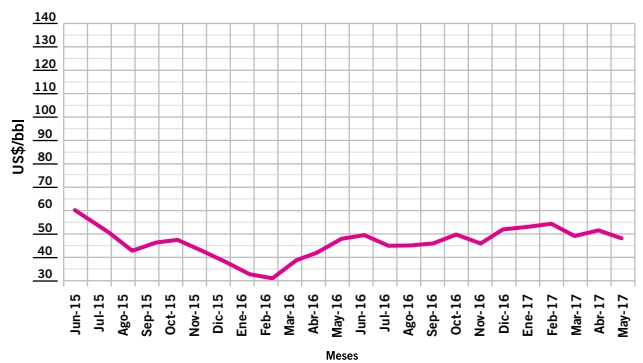
Producción de gas natural vs. importación y exportación



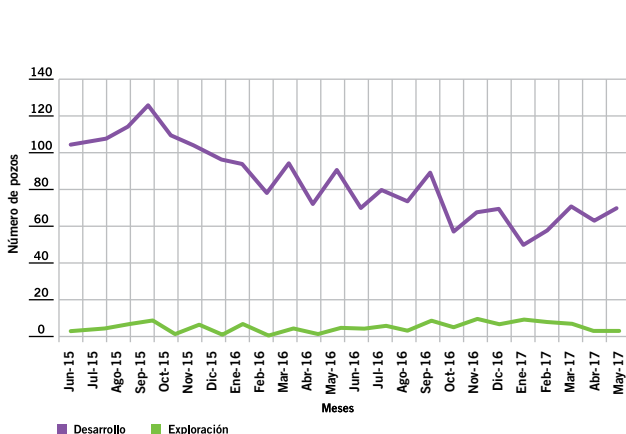
Ventas de los principales productos



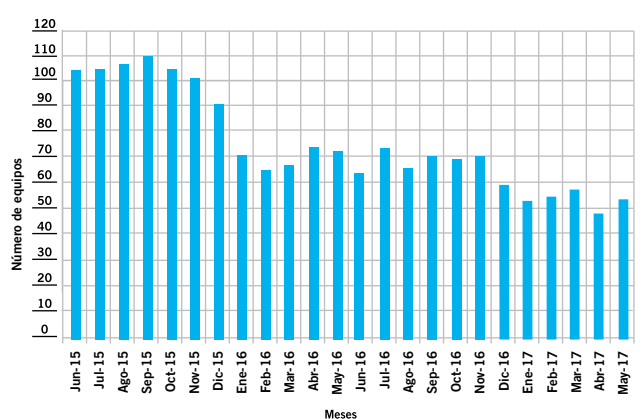
Precio del petróleo de referencia WTI



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



La integridad de ductos en el país y en la región

En este número de *Petrotecnia*, presentamos los trabajos seleccionados durante el 3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas realizado por el IAPG en 2017.

El carácter especializado de la integridad de ductos hace tiempo que ha dejado su espacio de singularidad para ser parte ineludible de todo el *upstream*, *midstream* y *downstream* de la industria de los hidrocarburos.

Así quedó de manifiesto a finales de mayo durante el 3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas que se realizó a salas completamente llenas.

Esto se debe a que la conciencia de la integridad, es decir de cuidar al máximo el ducto durante toda su vida útil, y preservarlo de manera preventiva –cuando apenas



surgen las anomalías y no cuando la corrosión o rotura ya se han producido— es una práctica que va más allá de esta área, para convertirse en parte de las prácticas habituales de toda la industria del petróleo y del gas.

Así se experimentó en el congreso realizado por la Comisión de Integridad del IAPG: en la creciente presencia de profesionales interesados en alinearse con las mejores y más modernas prácticas de la industria, para responder a los requerimientos de seguridad y sustentabilidad, más allá de los códigos de diseño o de las normas de aplicación.

El congreso fue inaugurado por el Ing. Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, quien llamó a prevenir el daño a los ductos y a mantener los procesos de manera sustentable.

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

El congreso reunió a más de 300 personas, entre profesionales, técnicos y personas de negocios; procedentes de varios países de la región, y se desarrolló a lo largo de tres jornadas, del 30 de mayo al 1º de junio, en el Yatch Club de Puerto Madero. Junto a las jornadas se realizó una pequeña expo, con una docena de stands en los que se





expusieron avances tecnológicos en materia de cuidado de ductos, entre otras cosas.

Los temas tratados en el congreso fueron los siguientes:

1. Diseño, regulaciones aplicables y construcción de ductos.
2. Sistemas y equipos: bombas, compresores y sistemas de potencia.
3. Selección de materiales en el *upstream* y *downstream*.
4. Revestimientos de ductos y otras instalaciones.
5. Protección catódica en ductos, *casing* y otras instalaciones: diseño, monitoreo e interferencias.
6. Corrosión interna: mecanismos, monitoreo y mitigación.
7. Corrosión bajo tensión (*stress corrosion cracking*): análisis, evaluación y mitigación.
8. Técnicas de evaluación de ductos en servicio: corrosión, abolladuras, raspones, defectos en abolladuras.
9. Daños por terceros: difusión, monitoreo, mitigación y gestión.
10. Herramientas de inspección interna: *scrapers* inteligentes, calidad de información, frecuencias de inspección.

11. Tecnologías de evaluación indirecta: medición de potencial, de gradiente eléctrico, de atenuación; onda guiada y nuevas tecnologías.
12. Métodos de reparación de ductos.
13. Análisis de riesgo: métodos de medición.
14. Gerenciamiento de integridad de ductos, plantas, pozos y otras instalaciones.
15. Legislación aplicable a la integridad.
16. Sub-superficie: *casing*, *tubing*, sistemas extractivos (evaluación en *casing* y otras cañerías).
17. La integridad como una visión sistémica (gestión, cambios, RR.HH. y su capacitación; amenazas y riesgos; mantenimiento, servicios de terceros, etc.).
18. Gestión de riesgos naturales.
19. Integridad de sistemas *off shore*.

Al cierre del 3º Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas, sus organizadores recordaron que la Comisión de Integridad está abierta no solo de la industria hacia adentro, sino hacia fuera, hacia los reguladores y las autoridades de aplicación, para contribuir en una gestión mejor y más eficiente. Las dos salas donde, en forma paralela, se llevaron a cabo las exposiciones de este Congreso, fueron prueba de este interés. ■





Nuestra gente se enriquece con sus desafíos técnicos.

La curiosidad científica y la innovación tecnológica han formado parte de la cultura de Schlumberger por más de 80 años. Reclutamos a los mejores estudiantes y a los profesionales más talentosos del mundo y fortalecemos sus conocimientos y habilidades con experiencia nacional e internacional. Con 125 centros de investigación, ingeniería y manufactura ubicados en 15 países del mundo, nuestro objetivo es brindar continuamente nuevas tecnologías para resolver los complejos desafíos de los reservorios de nuestros clientes.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger



La liberación de tensiones de cañerías enterradas es un método conocido para mitigar o disminuir parcial o totalmente las tensiones acumuladas en cañerías que estuvieron sometidas a distintos tipos de cargas, principalmente aquellas que se generaron por diferentes movimientos de suelos pendiente abajo en laderas empinadas inestables.

Dentro de las geo-amenazas habituales que pueden impactar negativamente una línea de conducción (gasoducto, oleoductos, poliductos, etc.), se encuentran aquellas relacionadas con los movimientos de remoción en masa. Estos movimientos se caracterizan principalmente por el desplazamiento, pendiente abajo, de todo tipo de material presente en la superficie terrestre por la acción exclusiva de la gravedad. Ejemplos conocidos de ello son los deslizamientos de suelos, desmoronamientos, avalanchas, reptación, etc.

La velocidad del movimiento de estos procesos puede ser de muy lenta a severamente rápida, con consecuencias devastadoras, en algunos casos, para las personas y los bienes.¹

Dado que la mayoría de las líneas de conducción están enterradas, durante la operación es habitual que se encuentren influenciadas por estos fenómenos cuando la geomorfología del terreno y el clima tienen determinadas caracte-

Liberación de tensiones en zonas con pendiente paralela a la cañería

La importancia de la elección del inicio de la excavación

Por **Manuel Ponce** y **Pedro Hryciuk** (Transportadora de Gas del Norte S.A.)

rísticas, como la pendiente del lugar, el tipo de suelos, el régimen de lluvias, la cobertura vegetal y la modificación del paisaje por acción del hombre. Según la posición de la tubería respecto de la dirección de movimiento de la masa de materiales involucrados, los esfuerzos que se generan son variables y combinados. Los principales son los movimientos por flexión, tracción, compresión y torsión (Figura 1).

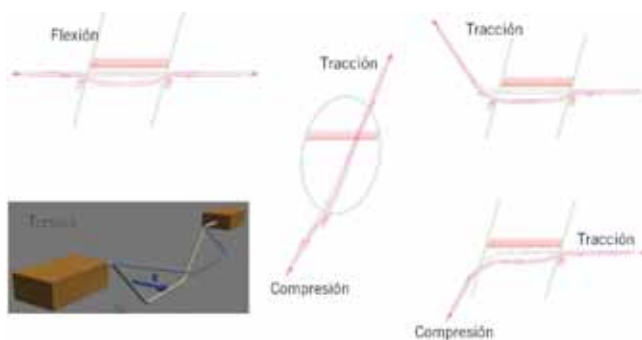


Figura 1. Principales esfuerzos generados sobre las tuberías por movimientos de remoción en masa frecuentemente accionados por la presencia de pendientes y lluvias estacionales por donde está tendida la línea.

Existe un número de métodos de control de los movimientos de los suelos y de la cañería alojada en ellos. Una vez detectado el movimiento es posible cuantificarlo y monitorearlo, de esta forma se busca controlar los efectos que puedan afectar a la integridad de la cañería, que suelen ser desde cargas tensionales indeseadas a la generación de arrugas concretas y eventualmente la rotura.

El objetivo final del control y monitoreo es, en una primera instancia, evitar una rotura; y en una instancia previa, evitar las arrugas, allí el éxito de la gestión del control será mucho mejor al igual que evitar cargas indeseadas.

Una vez detectado el movimiento del terreno y, por transmisión directa, la cañería, es facultad de los especialistas evaluar con las herramientas disponibles la posibilidad de mitigar los esfuerzos excesivos recibidos por la tubería o verificar de forma directa la presencia o no de posibles arrugas.

Uno de los métodos más comunes para devolver a la cañería su estado tensional más estable es la liberación de tensiones, esta consiste básicamente en excavar y retirar el suelo que rodea a la cañería para liberarle la presión lateral y dejar que la cañería se recupere del incremento de deformación elástica que pudo haber experimentado durante el movimiento de los suelos. En general esto se traduce físicamente en que la cañería vuelve a su posición original en la zanja o al menos similar a cuando fue depositada durante su construcción. Por lo general este desplazamiento de recuperación es en dirección contraria al movimiento que lo causó. Durante el movimiento de recuperación se colocan estacas de referencia cada 5 m a ambos lados de la tubería (horas 3 y 9) y se mide de forma directa la cantidad absoluta de movimiento recuperado. En general, en los primeros tres días se alcanza esa recuperación, pero depende de otras variables, como exposición al sol, temperatura, etc.

Tradicionalmente la operación de excavación del tramo elegido por los especialistas (analistas de tensiones y especialistas geotécnicos) quedaba a cargo del personal de campo dispuesto a realizar la tarea. Este personal de campo suele estar comandado por un jefe de obra que en general elegía el sitio de inicio de apertura de excavación, muchas veces consensuado con el maquinista del equipo pesado que realizaría la excavación, por cuestiones de comodidad o seguridad de las partes intervinientes.

De esta forma se dejaba en un segundo plano o no se tenía en cuenta la detección de sitios dentro del sector elegido para excavar que pudieran concentrar mayores esfuerzos durante la liberación.

Continuando con este criterio tradicional de trabajo, en noviembre de 2010, TGN S.A. programó una liberación de tensiones de alrededor de 390 m sobre una zona del tramo 501, donde el pasaje de la herramienta inercial en junio de 2010 había informado movimientos tanto verticales como horizontales significantes en la cañería. Luego de los primeros 25 m de excavación, la cañería sufrió súbitamente una deformación brusca y generó tres arrugas y fisuras que terminaron finalmente con el cambio de tres caños. El efecto de la liberación como efecto beneficioso había virado a un incidente forzado de deformación de la tubería, que en principio no encontraba explicación.

En este trabajo se presenta el desarrollo del incidente, se plantean sus posibles causales al analizar los mecanismos de deformación implicados, la geometría del talud, sus evidencias de movimientos. Se concluye sobre la importancia de evaluar el sitio del inicio de la excavación del tramo elegido para liberar tensiones cuando la cañería se halla enmarcada en zonas con taludes que presentan pendientes paralelas al tendido de la cañería.

Caracterización del talud

Los movimientos informados por la herramienta de inspección interna (Geopig) se desarrollaron dentro del marco de un talud formado naturalmente en un ambiente de montaña. Este sector montañoso corresponde al extre-



Figura 2. Paisaje característico del extremo este de la Cordillera frontal. Atrás se observa el frente de fracturación principal. En amarillo la línea de gasoducto del tramo 501 a la altura del M+m 105. En líneas de trazo naranja, cicatrices de antiguos deslizamientos.

mo este de la provincia geológica de Cordillera Oriental. Está caracterizado por un frente de fracturación regional N-S formada principalmente por cadenas montañosas escarpadas, sub-paralelas, de orientación NNE, separadas por valles en general estrechos y profundos. La altitud promedio ronda los 4.000 m, y su altura máxima, los 6.300 m.

Las estructuras geológicas dominantes son corrimientos, fallas inversas y pliegues con vergencia principalmen-



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

Cuidar el **agua** es proteger la **industria**

Desarrollamos tecnologías para el tratamiento
y reuso de agua y efluentes en **Oil & Gas**

TRATAMIENTO DE AGUA INDUSTRIAL

TRATAMIENTOS DE AGUA POTABLE

TRATAMIENTO DE EFLUENTES INDUSTRIALES

TRATAMIENTO DE EFLUENTES DOMÉSTICO

TRATAMIENTO DE AGUAS DE FRACTURAS



Serviur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJJ Buenos Aires
Tel. Fax: 54 11 4786-3868 L.Rot.
www.serviur.com - info@serviur.com





Eficiencia record en etapas de fractura diaria.

ALIADOS A NUESTROS CLIENTES PARA MAXIMIZAR SU INVERSIÓN

En una reciente operación de YPF en Vaca Muerta, Halliburton en colaboración con el cliente, demostró su experiencia internacional alcanzando un record de etapas de fractura por día que representó una reducción del 33% en el tiempo de terminación de pozo. Los resultados de esta intervención son un ejemplo de nuestro compromiso para maximizar la inversión de nuestros clientes aumentando la eficiencia y reduciendo el costo por barril equivalente.

Continuemos obteniendo resultados. Juntos.

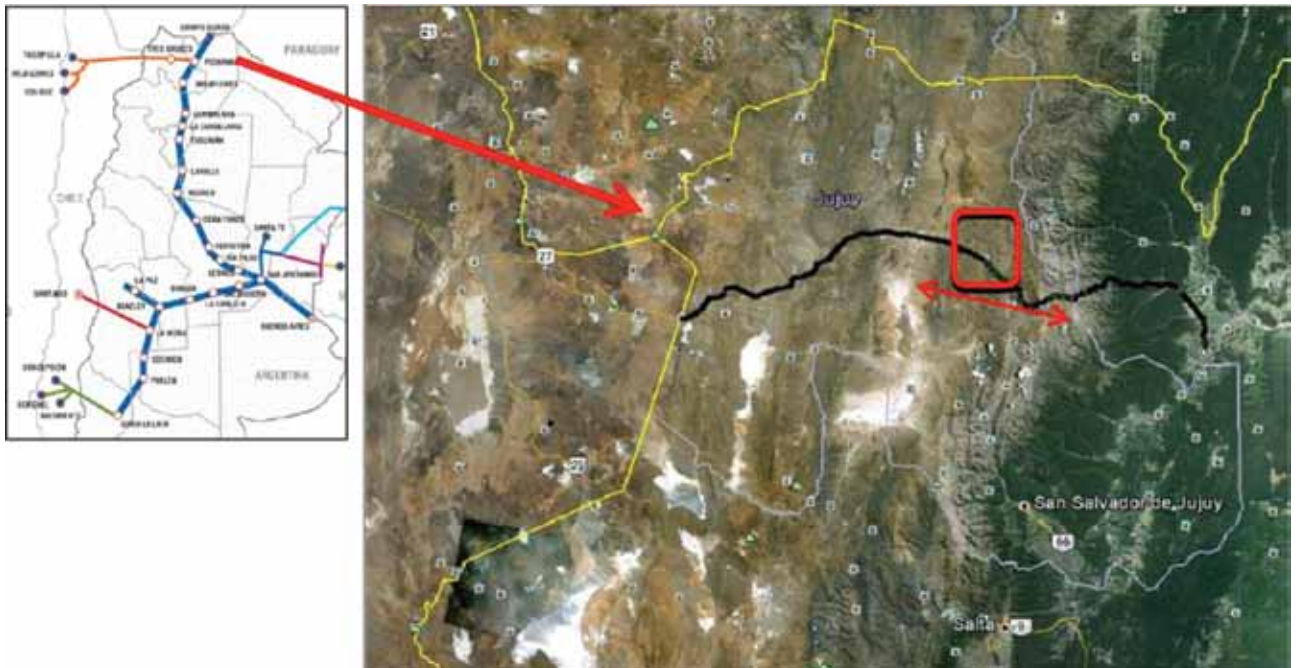


Figura 3. Ubicación geográfica del Tramo 501 y del sector donde se presentó el incidente durante la liberación de tensiones.

te al este relacionados con las fases compresionales del ciclo Ándico.

Litológicamente se conforma de sedimentitas precámbricas (metapelitas y meta areniscas), sedimentitas cám-

bricas y ordovícicas (cuarcitas y, en menor medida, limolitas). Sedimentitas marinas y continentales cretácicas y sedimentitas terciarias continentales (Figura 2).

El talud donde se tenía programada la liberación de

SIAM ARCON

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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.

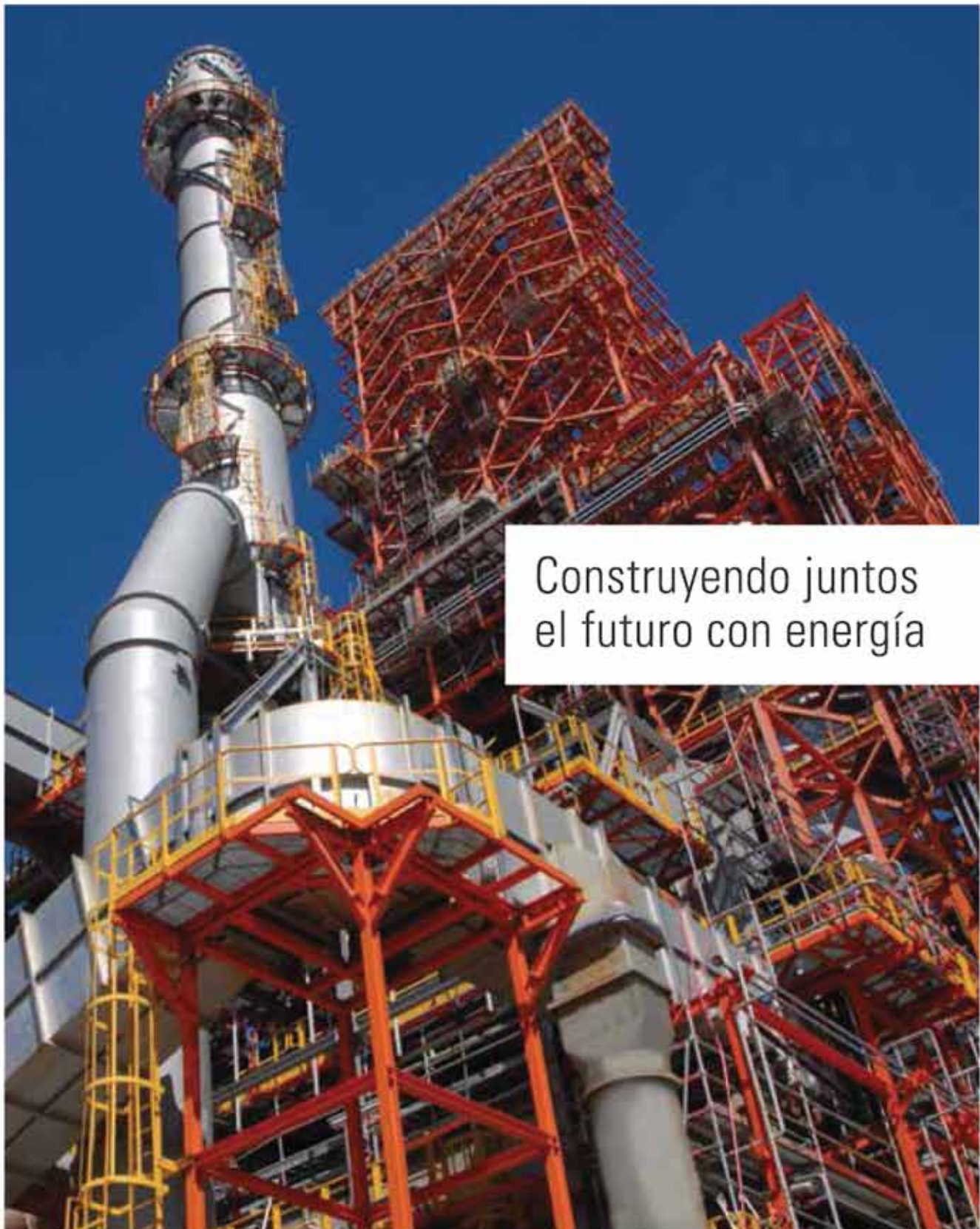




Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

<p style="text-align: center; margin: 0;">Base Neuquén</p> <p style="margin: 0;">Emilio Bellenguer N° 3025 Pque. Industrial (Este) Tel: (54) 0299-441-3831 siam-neuquen@metales-arcon.com.ar</p>	<p style="text-align: center; margin: 0;">Planta Industrial</p> <p style="margin: 0;">Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina Tel: (54-11) 4203-0011 ventas@metales-arcon.com.ar www.siam-arcon.com.ar</p>	<p style="text-align: center; margin: 0;">Base Comodoro Rivadavia</p> <p style="margin: 0;">Cagliero N° 112 Tel: (54) 0297-446-0802 arconcomodoro@sinctis.com.ar</p>
---	--	---





Construyendo juntos
el futuro con energía

Nos especializamos en proyectos
y servicios para la industria energética
integrando ingeniería, fabricación,
construcción y servicios.

AESA

aesa.com.ar



Figura 4, Fotografía aérea escala 1:10.000, que muestra los límites aproximados del talud, la línea amarilla representa el gasoducto.

tensiones está ubicado entre el Mojón+m 93+200 y 93+500 del Tramo 501 (provincia de Salta, Figura 3). En la transición entre la selva subtropical (yungas) y el bosque subhúmedo de altura, las precipitaciones son estacionales y se concentran en un 95% entre los meses de diciembre y abril. Los valores acumulados para estos meses pueden alcanzar los 1500 mm para un año muy rico. La intensidad de las lluvias puede superar los 100 mm/día.

Geomorfológicamente el talud presenta una pendiente transversal a la línea de 30° a 35° y una pendiente longitudinal que ronda el 8%, tiene una altura promedio de 100 m y un ancho acotable a unos 180 m. Se encuentra totalmente cubierto por pastos rastreros y vegetación arbustiva de altura moderada, no posee manantiales visibles ni excesos de humedad considerables a simple vista.



Figura 5. Vista en campo de las dimensiones y geometría del talud.

Geológicamente se compone de flancos rocosos (areniscas y pelitas del ordovícico) y en parte por una terraza fluvial (sedimentos cuaternarios). El cuerpo principal está compuesto por potentes coluvios conformados por una capa de suelos y detritos pobremente seleccionados, con mezcla de bloques y matriz limo-arcillosa (Figuras 3, 4 y 5).

Movimientos detectados por el Geopig

En 2005 y 2010 el tramo de tubería en cuestión fue revisado con la herramienta de inspección interna Geopig (caliper + navegados inercial). Al comparar el análisis de corridas para el período entre ambos años, se observó una diferencia significativa de la posición de la cañería tanto

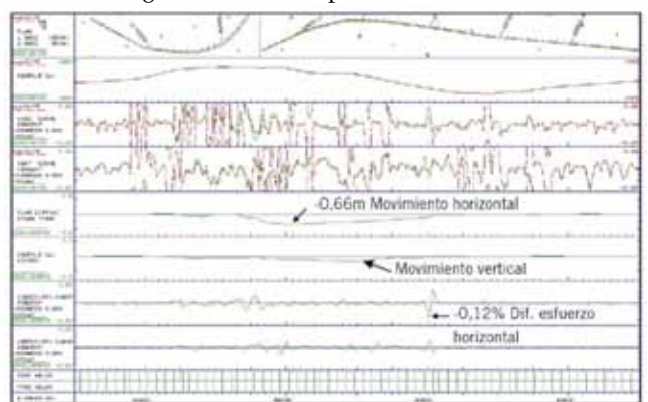


Figura 6. Diagrama de análisis donde se observa los movimientos horizontal y vertical entre 2005 y 2010 para el sector comprendido entre los mojones 93+200 y 93+600, aproximadamente.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia

en sentido vertical como horizontal, lo que demostraba el movimiento de la línea en dicho período.² La figura 6 muestra el análisis comparativo. El movimiento horizontal detectado fue de alrededor de 66 cm hacia hora 3 y el vertical descendente de 25 a 30 cm hacia hora 6. Las direcciones de dichos movimientos se corresponden con movimientos de remoción en masa por gravedad, lo cual implicaba de alguna manera el posible movimiento del terreno. Por lo tanto se decidió proceder a la liberación de las tensiones y observación directa de la cañería con el fin de resguardar su integridad.

Inicio de las tareas de liberación

El inicio de la liberación de tensiones comienza con la elección del sitio de inicio de la excavación. En este caso el personal de zona comenzó a excavar por uno de los extremos de la finalización de la liberación en la zona topográficamente más baja del talud, teniendo en cuenta que ese talud tiene una pendiente en sentido paralelo al gasoducto de unos 8%.

La excavación se inició de tal forma que una vez posicionada la retroexcavadora sobre el gasoducto el destape de la zanja se realizaría pendiente arriba.

Cuando se avanzó unos 27 m de excavación, la cañería sufrió un violento desplazamiento hacia el lateral interno



Figura 7. Deformación brusca de la cañería a los primeros 27 m en la zona topográficamente más baja del talud.

de la zanja contra el talud, lo cual le generó una arruga principal y otras dos menores en los extremos empotrados. En las figuras 7, 8 y 9 se muestran los momentos posteriores al incidente, ya con la cañería despresurizada. Se observa la posición en que quedó la retroexcavadora y la forma en que venía excavando. En la zona central se puede ver que la cañería excesivamente flexionada y deformada tiene aspecto de triángulo.

OROFLEX®200

OROFLEX, LA MANGA EN EL MUNDO MAS EMPLEADA EN EL TRANSPORTE DE AGUA EN EL SERVICIO DE FRACKING.



Condarco 215, Quilmes, Bs As - +54 011 4224 1659 / 9019
 info@inquisa.com.ar - www.inquisa.com.ar

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, 10º 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



Figura 8. Desplazamiento de la cañería fuera de la cuna en un valor cercano a 1,25 m.

En la figura 9 se muestra el avance posterior en la liberación de tensiones, dado que se decidió continuar con la tarea programada a pesar del incidente ocurrido. Se puede observar que a medida que se avanza en la excavación, el caño continua comprimiéndose formando una especie de “serpenteo” hacia uno y otro lado dentro de la zanja.



Figura 9. “Serpenteo” de la cañería a medida que se prosigue con la liberación, debido a tensiones acumuladas.

Análisis de falla de la tubería

Uno de los objetivos de la investigación del incidente fue tratar de establecer o aproximarse al modelo o mecanismo de falla que generó la arruga en la tubería y compararlo con la situación real en el terreno.

Luego de analizar las condiciones en las que falló la cañería y considerando la bibliografía especializada en el tema se determinó que el modo de falla presentado en la excavación fue el de “pandeo localizado”.

El pandeo localizado es un fenómeno de inestabilidad y se presenta en elementos estructurales esbeltos, por ejemplo, cuando en un segmento de cañería existe una gran carga axial de compresión que provoca una flexión lateral con el consecuente cambio en su sección transversal. Este cambio se puede presentar como una arruga localizada de la pared de la cañería en dicha sección. El pandeo locali-

zado está asociado con grandes deformaciones y son fuentes concentradoras de tensiones. Una vez conformadas las arrugas, una subsecuente carga (por ejemplo, la provocada por la presión interna) puede llevar al agrietamiento de la arruga.

Para corroborar la hipótesis de falla se calculó la deformación crítica teórica que la bibliografía indicaría que se pudo alcanzar al momento de la falla, luego se la contrastó con la deformación real medida en campo.

Cálculo de deformación teórica de la tubería por pandeo

Según Zimmerman³, el cálculo de la deformación crítica teórica para la generación de una arruga cuando una cañería presurizada está sometida a un ensayo de compresión axial y flexión, cuya falla es por pandeo localizado con generación de arrugas es el siguiente:

Cañería	Datos
Material	API 5L X70 (Tensión de fluencia 70.000 psi)
Diámetro	20"
Espesor	7,14 mm
Módulo de elasticidad para el acero	2.100.000 kg
Relación diámetro-espesor	71,2
Longitud entre arrugas extremas	26.810 mm
Presión de operación durante el incidente	50 kg/cm ²

$$\epsilon_{cr} = 8,5 \cdot \frac{t}{D} + 34 \cdot \left[120 - \frac{D}{t} \right] \cdot \left[\frac{\sigma_h}{E} \right]^2$$

ϵ = Deformación crítica

t = Espesor de la tubería

D = Diámetro de la tubería

σ_h = Tensión circunferencial

$$\epsilon_{cr} = 8,5 \cdot \frac{7,14 \text{ mm}}{508 \text{ mm}} + 34 \cdot \left[120 - \frac{508 \text{ mm}}{7,14 \text{ mm}} \right] \cdot \left[\frac{1,728 \text{ kg/cm}^2}{2.100.000 \text{ kg/cm}^2} \right]^2 = 0,0049 = 0,49 \%$$

Teniendo en cuenta que la longitud de cañería sometida a esfuerzo axial (sin restricción lateral, ya que se retiró la tierra circundante) fue de 26.810 mm, la deformación axial del 0,49% equivale a un acortamiento = 132 mm según:

$$\epsilon = \frac{\Delta l}{l} \rightarrow \Delta l = \epsilon \cdot l = 0,0049 \cdot 26.810 \text{ mm} = 132 \text{ mm}$$

Cálculo de deformación real experimentada en campo

Para ratificar la teoría de falla por pandeo localizado se procedió a verificar el acortamiento real en campo que experimentó la cañería y su deformación equivalente obtenida.

Para ello se tomó la longitud que fue necesario reemplazar de cañería dañada, cuya longitud de cañería, luego de la reparación, fue de 26.670 mm. Por lo tanto el acortamiento real (A_r) experimentado por la tubería fue:

$$A_r = 26.810 \text{ mm} - 26.670 \text{ mm} = 138 \text{ mm}$$

La deformación (ϵ) equivalente de la cañería fue de:

$$\epsilon = \frac{\Delta l}{l} = \frac{138 \text{ mm}}{26.810 \text{ mm}} = 0,0052 = 0,52 \%$$

Esto indica que la deformación real alcanzada del 0,52%, es un valor prácticamente equivalente al límite teórico calculado en el punto anterior del 0,49%. Por lo

ULTRA LIVIANOS



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



**UNA NUEVA PERSPECTIVA
DE LAS COSAS.**

NUEVO MODELO CITY

LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

tanto se verifica que el modo de falla obtenido de ajusta a un pandeo localizado originado por una excesiva carga axial acompañado de un momento flexor.

Origen de las cargas de compresión axial

El escenario planteado para establecer el origen de las cargas axiales fue un tanto complejo, ya que en principio no se contaba con evidencias certeras sobre el origen de las mismas.

Los dos escenarios posibles estaban vinculados con:

a) Tensiones residuales durante la construcción

Se analizó la información disponible y se concluyó lo siguiente:

- No hubo evidencia de tareas posteriores a la construcción (cambios de cañerías, excavaciones, etc.).
- El *pipebook* original presentado por la empresa constructora coincidía con las cañerías observadas en campo y con el *pipetally* de la herramienta interna pasada en junio de 2010.
- No había registros que evidenciaran cualquier anomalía durante la prueba hidráulica del tramo durante su construcción.
- Estos elementos permitían descartar, al menos en una primera etapa de investigación, la presencia de tensiones residuales generadas durante la construcción.

b) Posibles movimientos del terreno

Este escenario se volvió una posibilidad más concreta al comenzar a recolectar datos o evidencias relacionadas con movimientos del terreno. Las más importantes fueron:

- Desplazamientos concretos en vertical y horizontal detectados en junio de 2010 por la herramienta interna inercial Geopig (Figura 6).
- Análisis aerofotogeológico del sector donde se detectó por fotografías aéreas una antigua escarpa de falla en la parte superior del talud, lo que supone movimientos importantes en algún momento del tiempo, al menos antes de 2002, fecha en que fueron tomadas las imágenes, (Figura 10).
- Cámaras de medición instaladas en la zona de la liberación de tensiones donde se registraron evidencias directas de movimiento (tanto axiales como horizontales) registrados a partir de 2011 y en especial en febrero de 2015 (Figura 11), que motivó una segunda excavación para la liberación de tensiones.

Análisis y discusión

Hasta el momento del incidente solo se contaba con la información del Geopig, donde se observó el desplazamiento de la cañería, presumiendo un movimiento del terreno que empujó a la misma. La geometría y tipo de

Juntos somos mejores



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

MWH ahora es parte de Stantec.

Juntos, ahora ofrecemos una mayor 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.

Visite stantec.com y mwhglobal.com para conocer más.

Tel.: 011 5274 3100 / argentina@mwhglobal.com





Al servicio de la industria energética.

ENSI



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

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

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



Figura 10. Arriba imagen 2016 (vista aéreo) donde se observa la cicatriz antigua de la escarpa de falla. La zona delimitada con líneas rojas indica la zona con movimiento. Abajo fotografía aérea (2002) que muestra un detalle de la zona del talud deslizado.

movimiento es desconocido dado que dicho talud no había presentado evidencias físicas visibles en observaciones de campo de rutina que atestiguaran posibles movimientos con velocidades significantes. Tampoco se contaba con instrumental de control y monitoreo, dado que no se tenía en cuenta como un talud de potencial peligro.

Una vez realizados los trabajos de liberación de tensiones en todo el sector, se construyeron varias cámaras de inspección para medir desplazamientos relativos del terreno respecto al caño. En el transcurso de cuatro años se observaron desplazamientos axiales y laterales del terreno respecto de la cañería. Los desplazamientos se aceleraban durante la temporada de lluvias, por lo tanto eran estacionales con velocidades lentas a moderadas. Desde 2011 hasta la fecha, los desplazamientos acumulados en sentido paralelo a la cañería (axiales) por parte del terreno, en algunos sectores, alcanzaron los 25 cm. Los movimientos laterales fueron intermitentes, con años sin movimiento significantes y otros con un acumulado importante como en 2015 donde en un solo mes (febrero) la cañería acumuló unos 25 cm.

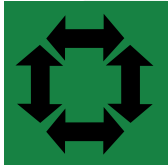
Estos tipos de movimientos suelen estar relacionados frecuentemente con procesos de remoción en masa superficiales del tipo creep o reptación lenta donde los primeros dos m del terreno, luego de muchos meses de lluvia se saturan y pierden resistencia, por lo que deslizan lenta y superficialmente. En campo no se observaron indicios de movimientos más profundos o generación de grietas de tracción. De todas formas un estudio más detallado con instrumentación adecuada podrá dar mayores resultados.

Al margen de la velocidad y el tipo de geometría de movimiento, lo importante a la hora de evaluar el sistema caño-suelo es que en definitiva existen al menos dos componentes de movimientos establecidos con velocidades e intensidades diferentes para los años controlados hasta la actualidad.

La componente de movimiento axial está firmemente relacionada con la pendiente negativa que presenta el talud en dirección a la cañería. Y es este componente el que mayor impacto causa en acumular tensiones de compresión en la parte más baja del talud cuando este comienza a moverse. Por lo tanto, es importante establecer con claridad que frente a una liberación de tensiones programada en sectores con dichas características es imprescindible comenzar la excavación alejados de la zona que uno pueda predecir como de mayor tensión, por ende alejado de la parte baja del talud paralela a la cañería.



Figura 11. Se observa claramente la reducción del espacio entre el anillo de acero y el caño entre 2014 y 2015 como producto del empuje lateral del terreno.



LOCKWOOD

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

26 años acompañando el desarrollo del petróleo y del gas

La empresa de *Well Control Services* en la Argentina

Blowout Control con equipamiento propio.

Firefighting con Motobombas de 4500 GPM a 150 psi.

Freezing Services.

Crimpeado de tubulares.

Asesoramiento y consultas.

Blowout Committee.

Safe Well, the Blowout Prevention Program:

- ↔ Planes de contingencias para *Blowouts* – BOCP,
- ↔ Inspecciones de equipos y pozos,
- ↔ Auditorias de los roles de contingencias por surgencia de equipos en pozos,
- ↔ **Capacitación y formación profesional:**
 - Cursos técnico operativos,
 - Curso para *First Responders to Blowouts & Well Fires*
 - Cursos de *Well Control* de Perforación y WO bajo certificación WellCAP y WellSHARP de la IADC.

Servicios especiales para bocas de pozos:

- Reconstrucción de bocas de pozos,
- Sellado de pérdidas en superficie y subsuperficie con productos SEAL-TITE,
- *Hot Tapping* de alta presión,
- *Gate Valve Drilling*,
- *BPV Milling*,
- Cortes de cañerías,
- Torque,
- Pruebas hidráulicas.

H₂S Safety Services, con equipamiento e instrumentos de vanguardia

- Cursos de habilitación para trabajar con H₂S en pozos.
- Cursos de habilitación para trabajar en espacios confinados.



Desde Mayo 2006
ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
OHSAS 18001:2007

La elección del sitio de inicio de excavación Conclusiones

Una vez que se analiza el mecanismo de falla de la tubería y se establece el origen y la dirección de movimientos de suelo que afectaron el talud en su parte baja, se procedió a generar un procedimiento que indique cual es el sitio más adecuado para iniciar la excavación. El objetivo de ello se basa en elegir el sector con menor probabilidad de tener la cañería tensionada y desde allí comenzar los trabajos de excavación.

Para llevar adelante este procedimiento se tomó como base la geometría de las curvas de desplazamiento que se generan en la tubería como resultado de los movimientos de los taludes, además de considerar también sus formas y pendientes. En la figura 12 se muestra, a modo de ejemplo, con un recuadro verde, donde se podría comenzar la excavación en dos hipotéticos taludes que generan con su movimiento curvas de desplazamiento distintas. En el primer caso se observa una curva simétrica de desplazamiento y en el segundo una asimétrica. En el caso de no contar con curvas de desplazamientos previos es importante distanciarse de las zonas topográficamente más bajas del talud inestable y comenzar las excavaciones por las zonas más elevadas, aun cuando sea más compleja la tarea, con los resguardos y las premisas de seguridad que confiera el caso.

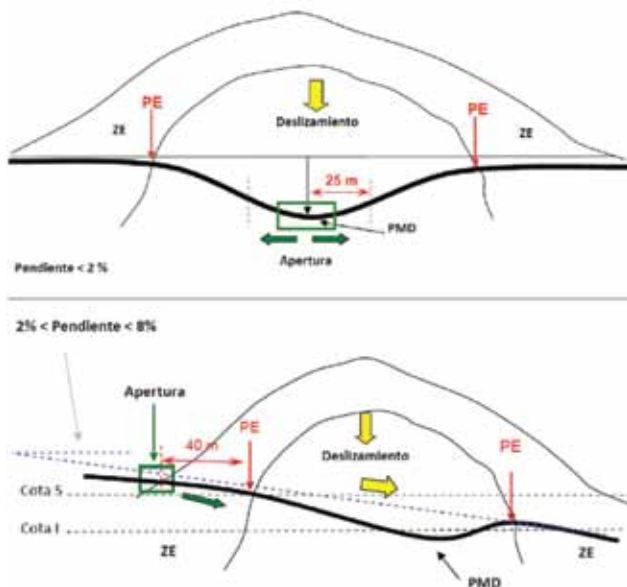


Figura 12. Diferentes esquemas de excavación donde se establece el inicio o la apertura de la excavación según la forma geométrica de desplazamiento de la cañería (simétrica o asimétrica) y la pendiente del talud paralela a la cañería. Se esquematizan otras variables que se tuvieron en cuenta con el punto de máximo desplazamiento (PMD), puntos de empotramiento (PE), zonas estables (ZE), etc.

La liberación de tensiones programada en la zona del mojón 93+200 del tramo 501 en noviembre de 2010 produjo en su inicio un incidente producto del desplazamiento violento de la cañería cuando se excavó los primeros 25 m.

El análisis de falla de la cañería y las evidencias y los datos de campo permitieron establecer que el mecanismo de falla que produjo la deformación excesiva en la tubería fue por efecto de una carga de compresión axial que produjo un pandeo localizado con un momento flexor.

Posteriormente estudios sobre el terreno y mediciones directas, que constataron el movimiento de los suelos del talud, permiten inferir que una carga por compresión axial se acumuló en la parte más baja del talud y fue la principal responsable del pandeo localizado.

Esto obliga a pensar que se debe conocer y analizar previamente la geometría y las pendientes de los taludes antes de realizar una liberación de tensiones, dado que comenzar a excavar en un lugar equivocado puede traer más inconvenientes que beneficios a priori. De esta forma se evita además costos de reparación que no estaban previstos.

Como acción correctiva se tomó la determinación de buscar alternativas técnicas para la elección del sitio de apertura de excavación, así se evitó dejar esa elección al azar o a otros tipos de conveniencia (operador de equipo, comodidad de la máquina, etc.).

La alternativa técnica se basó en generar un procedimiento que define el sitio de inicio de excavación sobre la base de la forma de la curva de desplazamiento que presenta la cañería aportada por el geopig y la pendiente transversal y longitudinal que presenta el talud. Esto permite básicamente inferir el sitio más propicio para iniciar una excavación y así se evita comenzar donde la cañería pueda concentrar una elevada tensión axial.

La implementación del procedimiento en los años sucesivos (2011-2015), en condiciones similares a la del talud analizado en este artículo, permitió realizar un total de ocho liberaciones de tensiones más con “cero” incidentes.

Como medidas complementarias, en el futuro, se necesitará un conocimiento más acabado de los mecanismos que afectan el movimiento de los suelos del talud (profundidades, tipos de suelo, superficies de falla existentes, velocidad de movimiento anualizada, etc.). Esto permitirá mitigar o evitar efectos indeseados sobre la tubería. ■

Bibliografía

1. González de Vallejos, L. et. al., *Ingeniería Geológica*, Pearson Educación, Madrid, 744 p., 2002.
2. Informe Técnico: O1T-501-IB-IF-10E3701 Rev 0 “Análisis del reporte de Ingeniería a partir del pasaje del Geopig en el Tramo 501”, TGN, 02/11/10.
3. Zimmerman, T. J. E.; M. J. Stephens; D. D. DeGeer, y Q. Chen, “Compressive Strain limits for Buried Pipelines”. Proceedings of 1995 OMAE, Volume V, Pipeline Technology, ASME 1995, pp. 365-378.

Cuando respirar es más fácil, también lo es todo lo demás.

Es un
25% más
fácil respirar
con ellos.

Construidos
para entornos
de trabajo
difíciles.

Comodidad
durante todo
el día.

Los Filtros y Cartuchos 3M™
están diseñados para ayudarlo a sentirse
más cómodo en los entornos más severos.

¿Por qué usaría otra cosa?

MÁSCARAS Y SEMIMÁSCARAS



SERIE FF-400



SERIE 6000



SERIE 7500

CARTUCHOS



6001 OV



60923 OV/AG

FILTROS SERIE 2000 /2200



2097



2297

Cruces de ríos: influencia de la migración de meandros en la integridad del gasoducto

Por **Ing. Martín Carnicero** (Transportadora de Gas del Norte S.A.)

Dentro del espectro de las amenazas naturales a los sistemas de transporte de gas se encuentra, en una posición preponderante, la integridad de los cruces de ríos. El sistema operado por TGN de más de 9.000 km de extensión cuenta con innumerables cruces, dentro de los cuales la migración de meandros toma mayor importancia en los cruces que se ubican al pie de los cerros.

La formación de meandros presenta variados problemas en la integridad de los gasoductos, entre los cuales se encuentran:

Problema 1. Erosiones de márgenes: en este caso lo más común es el destape de los cuellos de cisne. Este destape puede darse con el caño apoyado o no. Cuando no está apoyado, empiezan a intervenir de manera desfavorable los esfuerzos de torsión que ejerce la corriente y el peso propio de la cañería una vez que baja el agua, el cual es proporcional a la longitud expuesta (Figura 1).

Problema 2. Erosiones por migración lateral: cuando la traza del gasoducto no es perpendicular al río, los meandros tocan al gasoducto de manera tangencial, normalmente en tramos no diseñados como cruce especial, sin mayor espesor y sin contrapesado (Figura 2).



Figura 1. Cruce del Riacho Seco. Exposición del cuello de cisne en margen derecha o sur.



Figura 2. Cruce del Río Santa María. Cruce construido con una traza tangente a los meandros.



Problema 3. Erosiones de fondo: cuando los meandros se cortan, el cauce recorre dos puntos de distinta cota, en una distancia más corta, aumentando la pendiente de fondo, la velocidad del agua y su correspondiente erosión. Es este caso, el río puede llegar a pasar por un tramo no contemplado originalmente como cruce especial, sin mayor espesor y sin contrapesado (Figura 3).

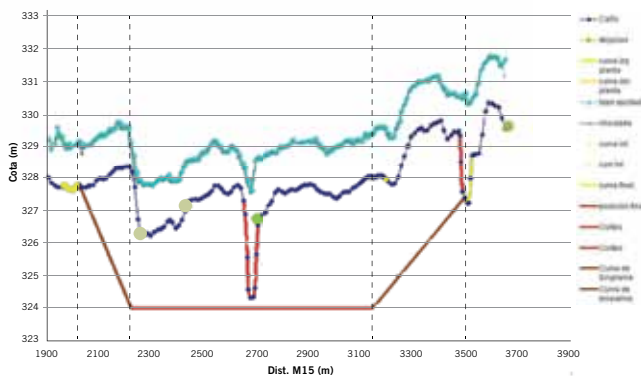


Figura 3. Esquema de bajada de cañería debido a un meandro tangente a la traza.

Conceptos básicos de estabilidad de cauces y meandros

Grados de libertad

Las características de un cauce dependen del caudal y sus variaciones, del tipo de suelo de las márgenes y del lecho, y del caudal sólido de sedimentos que alimentan un tramo dado del cauce.¹ Si estas variables permanecen cons-

tantes por un período prolongado, se llegará a una sección estable del río. Al variar, se llegará a otra configuración del río. Este cambio puede ser descrito por medio de tres grados de libertad que tiene el río, correspondientes a los siguientes parámetros:

1. profundidad,
2. pendiente,
3. ancho.

Caudal formativo

Los caudales varían durante el año y, a su vez, de año a año, según sea hidrológicamente rico o pobre. Además, en nuestro país es muy difícil conseguir aforos en los cursos de agua, se obtienen en forma indirecta generalmente a partir de modelos de lluvia efectiva-caudal. Por ello, se tienen que tomar decisiones acerca de qué caudal usar para definir una configuración de cauce estable. En la práctica, se usa el llamado caudal formativo, que es aquel caudal que de escurrir en forma constante formaría un cauce con la misma sección transversal y pendiente promedio que formarían los distintos caudales en función del tiempo a lo largo de un año (hidrograma anual). Si bien existen varias maneras de calcular este caudal, una de las más usadas es considerar el caudal para el cual el río escurre a sección llena. Este valor se puede lograr al realizar un relevamiento topográfico, obtener varias secciones transversales y usar ecuaciones o modelos de escurrimiento a superficie libre, corriéndolo para varios caudales hasta dar con aquel que no desborda las márgenes en el tramo considerado. Es importante destacar que, tal vez en contra del sentido común, los caudales correspondientes a sección llena no implican la ocurrencia de una crecida extraordinaria; en

realidad se asocian a recurrencias o períodos de retorno entre 1 y 4 años.

Movimiento helicoidal y corrientes secundarias

A lo largo de la historia, los meandros han sido tema de investigación dentro de la comunidad científica, dada su presencia en todo el mundo y su influencia negativa en actividades humanas, como en la navegación o en las obras de infraestructura (por ejemplo, los puentes o los ductos). El comportamiento del agua en las curvas de un río está caracterizado por la influencia de la fuerza centrífuga y la presencia de corrientes secundarias², que al componerse definen un movimiento helicoidal del agua (Figuras 4 y 5).

Las corrientes secundarias son las encargadas de erosionar la margen externa o cóncava y de depositar esos sedimentos en la playa de la margen interna o convexa, como lo indican las flechas ascendentes ubicadas en el fondo de la figura 4.

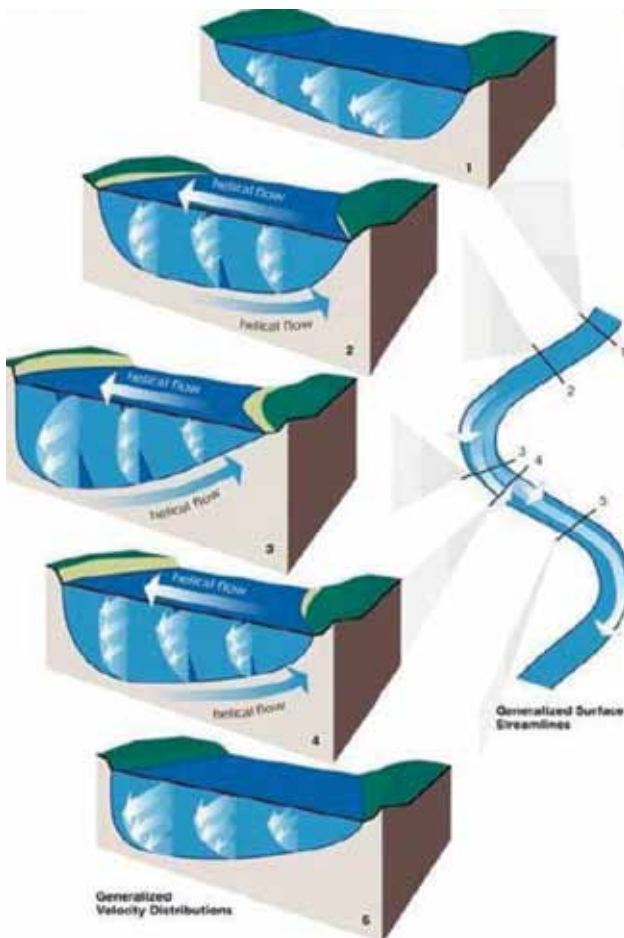


Figura 4. Flujo y corrientes secundarias en meandros.

Expresiones útiles para describir los meandros

A pesar de su alta movilidad, se han encontrado expresiones matemáticas que describen las características principales de los meandros. En 1908, el ingeniero francés Louis-Jérôme Fargue³, en un trabajo sobre el Río Garona en Francia, define las relaciones principales entre la curvatura y la profundidad de los ríos meandrosos. Considerando la coordenada s como el eje central del cauce, el *thalweg* como



Figura 5. Flujo helicoidal resultante.

la línea de mayores profundidades y λ como la longitud de onda (Figura 6) se obtiene que⁴:

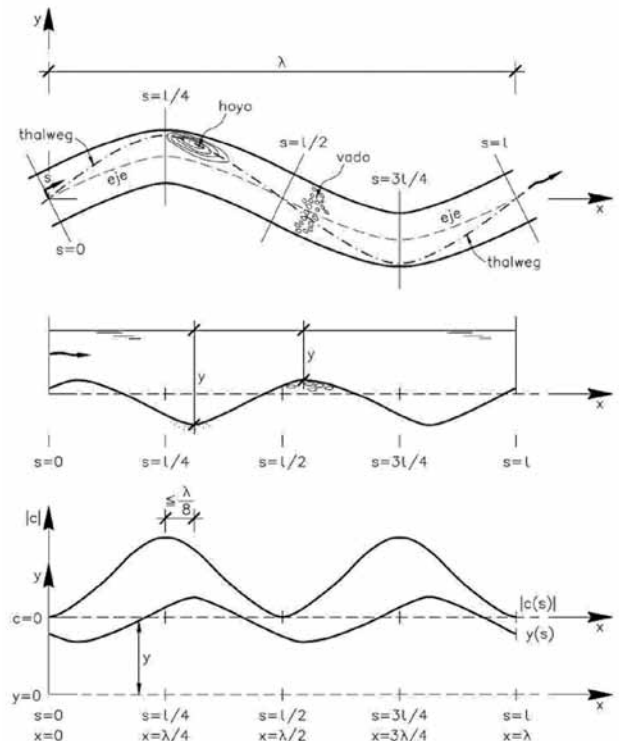


Figura 6. Relaciones entre la curvatura y la profundidad (Leyes de Fargue).

- la mayor profundidad se da a una distancia de $\lambda/8$ del punto máxima curvatura,
- la menor profundidad se da aguas abajo del punto de inflexión,
- el perfil del fondo varía entre estos dos extremos siguiendo una curva del tipo sinusoidal, al igual que la curvatura en planta de los meandros.

En forma matemática, las leyes de Fargue se pueden resumir en la siguiente ecuación:

$$\frac{dc}{ds} = K \cdot \frac{dy}{ds}$$

la cual implica que la pendiente del fondo a lo largo del *thalweg* ($dy/ds = \text{profundidad/distancia}$) es proporcional a la curvatura del eje ($dc/ds = \text{curvatura/distancia}$). De allí, que se pueden enunciar las siguientes leyes empíricas:

Protagonistas de tus proyectos



Aportamos soluciones integrales concretas en el campo de la energía.

Contamos con una sede en Buenos Aires y más de 30 operaciones permanentes desde las 9 bases operativas localizadas en Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.



- la profundidad del pozo es mayor a mayor curvatura de la curva,
- los cambios bruscos en curvatura implican cambios bruscos en las profundidades (e inversamente, cambios graduales en la curvatura resultan en un perfil longitudinal del fondo más continuo),
- si se consideran dos curvas de igual longitud, la que tiene mayor curvatura tendrá mayor profundidad media.

Relaciones entre el ancho del río, la longitud de onda y la amplitud de los meandros

Varios investigadores⁴ trataron de relacionar estas variables que se grafican en la figura 7, y llegaron a las relaciones empíricas que se muestran en la tabla 1.

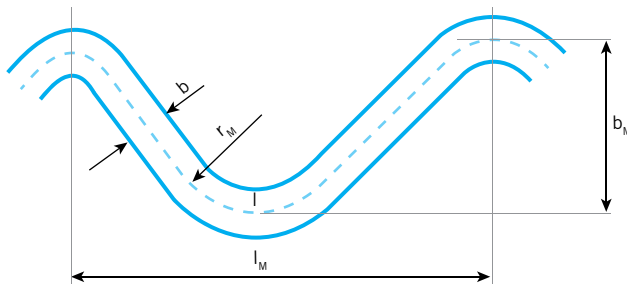


Figura 7. Relaciones empíricas para meandros.

Inglis (1)	Leopold & Wolman (1)	Zeller (1)
$l_M = 6,6 b^{0,99}$	$l_M = 10,9 b^{1,01}$	$l_M = 10,0 b^{1,025}$
$b_M = 18,6 b^{0,99}$	$b_M = 2,7 b^{1,1}$	$b_M = 4,5 b^{1,0}$
$l_M = 0,4 b_M$	$l_M = 4,7 r_M^{0,98}$	

Notas: (1) En unidades inglesas; (2) En unidades métricas.

Tabla 1. Relaciones para meandros.

Estas relaciones deben tomarse como indicativas para obtener valores referenciales, aunque exista una buena correlación entre los autores para la longitud y el ancho (7 a 10 veces). El análisis también debe contemplar la variación de los meandros con los distintos años hidrológicos. A tal efecto se incluye la expresión desarrollada por Anderson⁴ que vincula la longitud del meandro con el caudal formativo.

$$l_M = 72 \left(\frac{Q}{\sqrt{gy}} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Si se comparan las imágenes satelitales, se puede apreciar que, en años pobres, el ancho disminuye a expensas del crecimiento de la vegetación en bancos y playas. En un evento posterior correspondiente a un año rico, al venir una crecida significativa, el río volverá a tratar de ocupar un ancho mayor al disponible, ensanchando la sección y trasladando hacia aguas abajo los meandros cuya longitud será mayor y proporcional a la raíz cuadrada del caudal.

Relaciones entre el ancho y la curvatura (encauzamientos)

En aquellos casos en los que un meandro se pueda convertir en una amenaza a la integridad del cruce, la

construcción de un encauzamiento temporario (Figura 8) se convierte en una medida de rápida ejecución. Normalmente, el encauzamiento de ríos sinuosos se materializa mediante una serie de curvas que ubican al cauce principal en la parte central del río, compatible con las características constructivas del cruce original, es decir en el medio de los cuellos de cisne. Para ello, toma importancia el ancho y la curvatura del encauzamiento. Al definir estas variables, se debe tener en cuenta la siguiente relación:

$$2B \leq r \leq 8B$$

siendo:

B: ancho del río.

r: radio de curvatura de las curvas del encauzamiento y del río.

Si bien esta relación se obtuvo para ríos de ancho no mayor a 150 m, indica que para radios de curvatura pequeños (gran curvatura) se pueden cortar los meandros y, para radios de curvatura grandes (menor curvatura), el río puede formar bancos que dividen el flujo y concentran la corriente en un lado. Normalmente, en el encauzamiento se usan varios arcos de circunferencia de distintas curvaturas, y es conveniente que los radios decrezcan hacia aguas abajo.

De esta manera, se efectúa un procedimiento iterativo cuyas etapas son las siguientes:

- se define un caudal de diseño compatible con el caudal formativo que se puede obtener mediante un estudio hidrológico para recurrencias entre 1 y 4 años, que luego se verifica con aquel correspondiente a la condición de sección llena,
- se adopta una sección geométrica de un ancho constante correspondiente al caudal de diseño,
- en base a un relevamiento topográfico, imágenes satelitales y fotos aéreas geo-referenciadas se obtienen las distintas curvaturas del río y de los sectores de círculos del encauzamiento. Con el valor del ancho del río

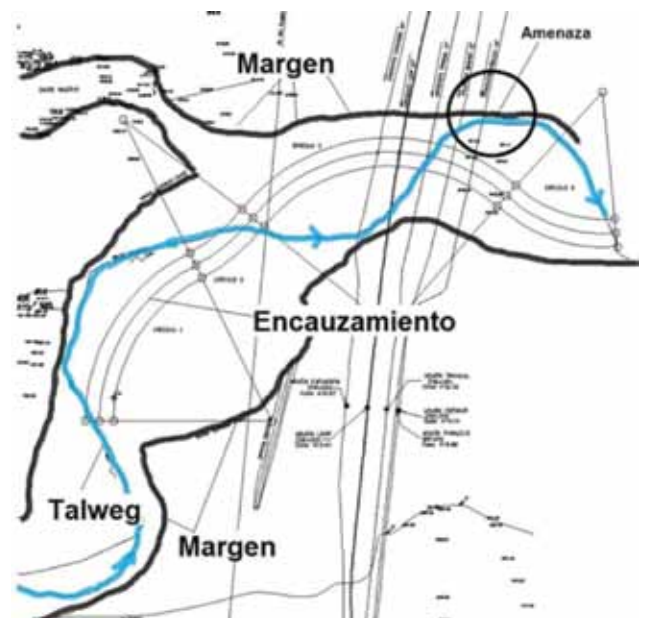


Figura 8. Encauzamiento temporario.

se definen los sectores de círculos del encauzamiento, tratando de mantener la relación entre el ancho y la curvatura mencionada anteriormente.

En la figura 8 se muestra un encauzamiento diseñado para prevenir el destape del cuello de cisne de la margen izquierda en la zona de los cruces.

Método de evaluación del riesgo asociado

Según lo estipulado en los párrafos anteriores, la raíz del problema se encuentra en la interacción entre la movilidad de los meandros y la rigidez de la configuración correspondiente al diseño y la construcción del cruce del gasoducto.

Para evaluar correctamente el riesgo se necesita entender o predecir el comportamiento del río y compararlo con el esquema constructivo del cruce. En relación con este último aspecto, específicamente se necesita saber:

- **Ancho constructivo del cruce.**

Es necesario saber si el cruce fue construido con un ancho similar al ancho del río o si el mismo fue extendido a todo el valle de inundación. En este último caso, los meandros podrían migrar sin afectar el cuello de cisne. Sin embargo, pocas veces sucede, ya que para salvar las barrancas y seguir con un cruce horizontal, la excavación de la zanja llega a profundidades significativas (7 a 12 m), aumentando el volumen de excavación y la inestabilidad de la zanja, máxime cuando hay presencia de agua de napa, que es lo más común.

- **Ubicación de los cuellos de cisne**

(si es que los hay). Normalmente, los cuellos de cisne se ubican a pocos metros de las barrancas del cauce principal y son los primeros en ser alcanzados por los meandros, ya que no es necesario que el río erosione verticalmente tanto como lateralmente. En el caso de contrapesos puntuales (tipo abulonado o caballete), si el caño queda expuesto y sin apoyo (*free span*), existe un doble problema: uno, que la corriente ejerce esfuerzos de torsión; y otro, que el contrapeso aumenta el riesgo de rotura por peso propio luego de que la corriente bajó. En algunos cruces, no hay cuellos de cisne, ya que el caño se colocó por flexión natural a lo largo de una longitud mayor.

- **Tipos de contrapesos y su ubicación.**

Se pueden dar contrapesos continuos o gunitados, o puntuales que, a su vez, pueden ser del tipo de dos semicírculos

abulonados con espárragos, o del tipo caballete. Estos últimos, al quedar destapados, pueden volcar y perder su función. Los primeros no, ya que quedan agarrados a la cañería. Por ello, resulta crítica su condición de exposición: si están parcialmente destapados, protegen al caño de la flotación y la vibración por efecto de vórtice, pero si están sin apoyo (*free span*) aumenta el riesgo de rotura del gasoducto.

- **Profundidad y tapada.** Como en la mayoría de los casos, en la naturaleza no se puede diferenciar estrictamente las erosiones de lecho de las de márgenes en el caso de los meandros. Normalmente, en la parte cóncava de la curva se producen las máximas erosiones y



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxígeno

Mezclas Patrones

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



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

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

las máximas profundidades. De allí, que la existencia de mayores profundidades y tapadas, dan una mayor margen de seguridad ante las erosiones.

- **Traza del cruce.** Es importante que el caño se construya lo más perpendicular posible al sentido general de la corriente o al valle de inundación. Esto implica que ante cualquier afectación del río (erosión lateral, de fondo, migración de márgenes y cortas de meandros), la longitud afectada sea menor, y con ello, menor el alcance de la obra de remediación. En el sentido opuesto, la peor configuración es aquella que cruza los meandros tangencialmente, ya que al mínimo movimiento lateral del río, más de un tramo de gasoducto queda expuesto (Figura 2).

Río	Área (km ²)	Pendiente (%)
Río Santa María	428	0,15
Riacho Seco	128	0,55

Tabla 2. Parámetros geomorfológicos básicos.

- **Espesor de la cañería.** Es fundamental, ya que puede influir en el aspecto normativo. En el caso de cruces (cortas) de meandros, puede ser que el río cruce al caño en un lugar donde originalmente no formaba parte del cruce. Es decir, se tiene un cruce nuevo sin mayor espesor y sin contrapesado.

En relación con el comportamiento del río, el análisis de su evolución contempla individualizar los riesgos y tratar de prevenir sus consecuencias:

- Amplitud máxima de los meandros: este valor se puede medir de imágenes satelitales, fotografías aéreas georeferenciadas y relevamientos topográficos. También se puede comparar con los valores calculados por las expresiones de la tabla 1. Una vez obtenida se compara con el ancho constructivo del cruce. Si la amplitud es menor que el ancho constructivo, significa que el río puede divagar sin afectar al cruce. En caso contrario (la situación más probable), al avanzar el meandro es factible que destape alguno de los cuellos de cisne, o alternativamente a los dos.
- Distancia del meandro al cruce: el riesgo potencial individualizado según el punto anterior puede que no sea inmediato, sino que el meandro más cercano puede tardar mucho tiempo en llegar hasta la sección del cruce cuanto mayor sea la distancia entre ellos. Este dato también se obtiene de las mismas fuentes descritas en el punto anterior.
- Análisis de los años hidrológicos secos y húmedos: si bien en nuestro país no existe una red de aforos que abarque a todos los ríos, mediante los registros de lluvia se puede inferir la cantidad de agua que se traduce en caudales mayores o menores a lo largo de la temporada de crecidas. Complementan estos datos los registros fotográficos del personal afectado a las tareas de mantenimiento.
- Análisis multitemporal: en la actualidad se puede acceder a imágenes satelitales y fotografías aéreas que permiten ver la evolución de los meandros y el ancho del río, y prever cuál podría ser su influencia con anticipación.
- Relevamiento de bancos e islas y el avance o retroceso



Figura 9. Cuenca hidrográfica del Río Santa María, Salta.

de vegetación: estrechamente relacionado con la secuencia de años hidrológicos secos y húmedos, están los cambios en la sección transversal de escurrimiento disponible del río. Mediante el análisis multitemporal, se puede apreciar y medir aproximadamente, el ancho del río, la presencia de islotes y el crecimiento de la vegetación. A grandes rasgos, los años secos producen una disminución del ancho, el crecimiento de vegetación en ambas márgenes y la fijación de islotes que dividen el escurrimiento en dos o más brazos, empujándolo hacia las márgenes y aumentando la erosión de las mismas. Eventualmente, cuando viene un año rico, el río necesita volver a tener un ancho mucho mayor, normalmente a expensas de un corrimiento de márgenes y cambios en su alineación en planta.

- Secciones de control: el caso más emblemático es la presencia de puentes carreteros que, a grandes rasgos apilan los meandros aguas arriba y alinean el río aguas abajo. El relevamiento de los vanos para verificar si están libres o tapados de vegetación, también impactan el escurrimiento del río.
- Intervenciones humanas: se destacan los encauzamientos, las cortas de meandros realizadas artificialmente para proteger áreas sembradas y extracciones de áridos que aumentan la capacidad erosiva del agua. Si bien se describieron los factores que intervienen en la evaluación de riesgo para meandros, el método semicuantitativo que se describe en la bibliografía⁵ incluye una evaluación más amplia que tiene en cuenta otros factores, dándole el peso correspondiente a cada uno de ellos.

Presentación de casos reales

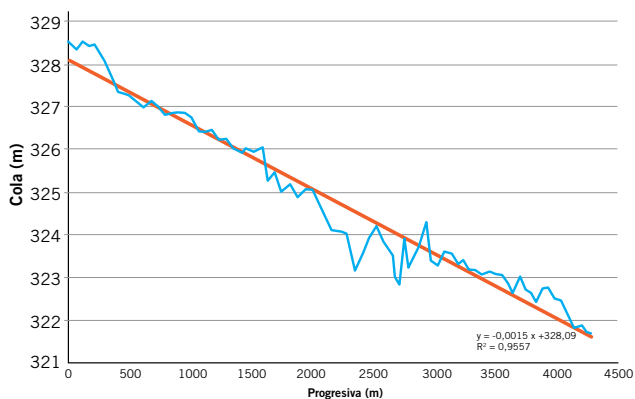


Figura 10. Pendiente del Río Santa María en la zona del cruce obtenida de un relevamiento topográfico.

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)



A continuación se presentan, de manera breve, casos reales que afectan o afectaron al sistema de gasoductos, con comentarios relacionados con la obra de adecuación y su comportamiento en el tiempo. En la tabla 2 se presentan dos parámetros geomorfológicos básicos que sirven para describir y comparar la características de los ríos y su comportamiento.⁶ La cuenca hidrográfica calculada al lugar del cruce es indicativa de la cantidad de agua que puede escurrir por el río, mientras que la pendiente describe la alineación en planta del curso de agua (recto, trezado o meandros).

A modo de ejemplo en las figuras 9 y 10 se muestran la cuenca hidrográfica y la pendiente en el tramo del cruce del Río Santa María. La cuenca se puede determinar sobre la base de una imagen satelital o carta topográfica. El área comprendida dentro la divisoria de agua es de aproximadamente 428 km². La pendiente se extrajo de un relevamiento topográfico en donde se midieron 80 secciones transversales. De cada una de ellas se extrajo el punto más bajo del cauce (*talweg*) y se formó la línea de máximas profundidades. La interpolación de los puntos indica una pendiente media de 0,15%.



Figura 11. Cruce del Riacho Seco. Características de las trazas del río y de los gasoductos según las características constructivas de cada uno.

Riacho Seco

Este río se ubica cerca de la localidad de Urundel, Salta. El Riacho Seco escurre por un cauce principal que tiene una alineación en planta meandrosa con una ancho promedio de 100 a 150 m y barrancas de 1 a 2 m de alto. Sin embargo, posee un valle de inundación bien marcado con una alineación más recta, un ancho de 700 m, y barrancas de 24 m de altura (Figura 11). El comportamiento del río está caracterizado por la migración lateral y en sentido aguas abajo, dentro de los límites del valle de inundación.

Este río en 2001, presentó la exposición de los dos gasoductos en su margen derecha o sur (ver figura 1) en la zona de los cuellos de cisne, luego varias crecidas ocurridas en los meses de verano de un año hidrológicamente rico.

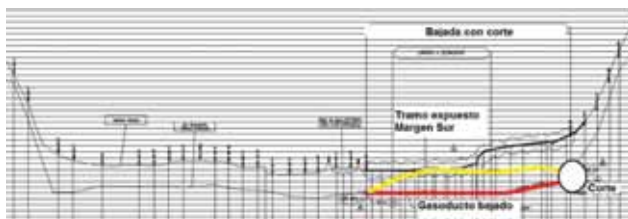


Figura 12. Cruce del Riacho Seco. Obra de bajada de cañería en margen sur.

La historia de obras de adecuación de este cruce abarca:

- Bajada de cañería por flexión natural con corte del gasoducto Troncal y Loop en 2002 (Figura 12).
- Encauzamiento por el centro del río en la zona del cruce en 2005 aprovechando la corta natural de un meandro ubicado aguas abajo (Figura 13). Se procedió a realizar un encauzamiento temporario que permitiera disminuir las migraciones laterales de los meandros, máxime si se considera que la margen norte no fue modificada por la operación de bajada. Hasta la fecha, el río no ha impactado negativamente en el cruce.

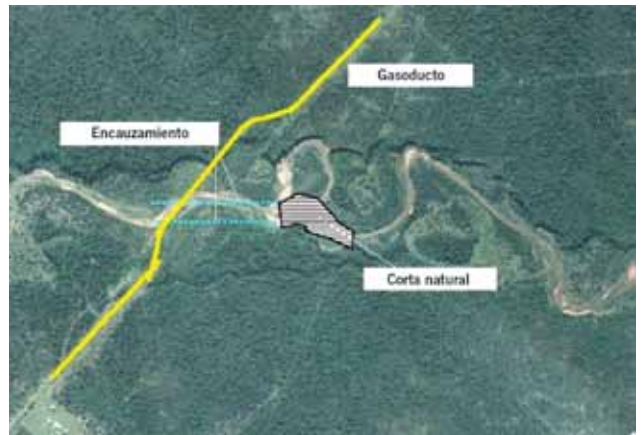


Figura 13. Cruce del Riacho Seco. Encauzamiento y corta natural.

En 2005 se construyó un nuevo gasoducto de 30" dentro del proyecto de expansión del sistema operado por TGN, en el diseño se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Traza: el gasoducto se tendió en forma más cercana a la perpendicular al valle de inundación que es recto.
- Ubicación de los cuellos de cisne: se ubicaron en los límites del valle de inundación, alejados de las márgenes del río.
- Profundidad, tapadas y excavación de la zanja: el gasoducto se colocó en el lecho a una cota constante de 350 m, lo cual implica una tapada mínima de 7,40 m en el cauce principal, compatible con la erosión potencial

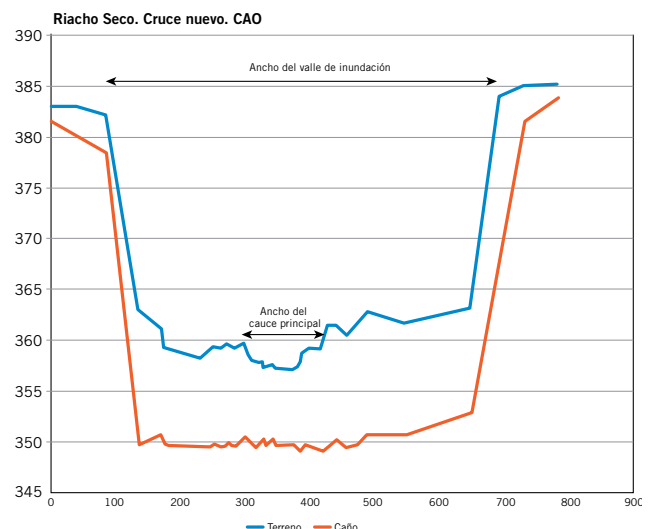


Figura 14. Cruce del Riacho Seco. Construcción del cruce nuevo. Conforme a obra.



Comprometidos con la generación de más energía

Petróleo y gas



Exploración y producción

Midstream

Transporte de petróleo & gas y producción de líquidos de gas natural

Downstream

Refinería y comercialización, petroquímica

Electricidad



Generación

Transmisión

Distribución

Pampaenergía

más una revancha.⁷ Esta decisión implicó que en las márgenes, a medida que se alejaba de las barrancas del río y se acercaba al borde del valle de inundación, la excavación de la zanja llegó a 13 m de profundidad. En forma correspondiente, el diseño de la zanja contempló la ejecución de varias terrazas hasta llegar a la cota y la profundidad deseadas.

Este diseño permite al río erosionar en profundidad sin destaparlo y migrar lateralmente dentro del ancho del valle de inundación sin destapar los cuellos de cisne. En la figura 14 se muestra la disposición del cruce según el plano conforme a obra. En ella se aprecia que la cañería fue colocada a una cota objetivo constante. Este detalle es importante, pues dada la magnitud de la excavación, cualquier apreciación sobre profundidades está desvirtuada por la cantidad de suelo removido. Por ello, en obra se debe medir topográficamente la cota de diseño del lomo, previo a tapar la zanja.

Río Santa María

Este río se ubica cerca de la localidad de Hipólito Yrigoyen, Salta. Se caracteriza por tener una traza constructiva que es tangente a la configuración de los meandros al momento de la construcción. Esta decisión de colocar el caño así, implicó que cualquier o todas las posibilidades de migración de meandros eventuales anteriormente como los problemas 1 a 3 pudieran eventualmente destapar la cañería, tanto en el tramo en donde fue contemplado el cruce especial (espesor y contrapesado), como sus cuellos de cisne y los tramos de acometida y salida del río. Las figuras 2 y 15 a 17 son indicativas de esta situación. La secuencia de amenazas a la integridad del cruce fue la siguiente:

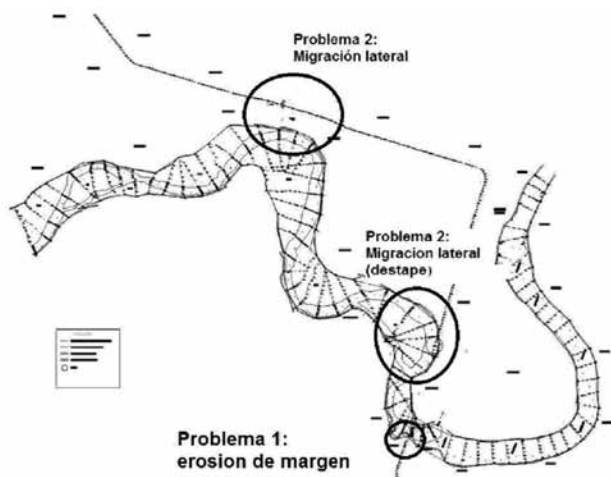


Figura 15. Cruce del Río Santa María. Migración lateral destapa el gasoducto luego del cruce especial.

- Erosión de la margen sur en su cuello de cisne (Problema 1): mientras se mantuvo la configuración del río y del cruce similar a la de la época de la construcción, la principal amenaza fue el corrimiento de la margen sur y el eventual destape del cuello de cisne. Para ello se construyó una serie de espigones cuyo criterio de diseño es reconstituir la margen erosionada. Estos espigones por un tiempo cumplieron su función

protegiéndolo y reconstituyendo la margen, que se cubrió de vegetación (Figura 17 y 18).



Figura 16. Protección del cuello de cisne mediante espigones que reconstituyen la margen erosionada.

Intervención humana por medio de la construcción de un canal y el taponamiento del cauce principal con un terraplén de tierra: el ingenio azucarero decide abrir un pequeño canal que by pasea un meandro y taponar el cauce principal con el objetivo de proteger sus cultivos de caña de azúcar (Figura 17). Al principio, se pensó que su efectividad sería menor, pero luego este canal se complementó con un terraplén que tapó completamente el meandro, derivando el agua y forzándola a realizar una curva de gran curvatura.



Figura 17. Corta artificial de un meandro.

- Exposición en la margen norte por migración de meandros en la parte de aguas abajo del cruce especial (Problema 2): el cambio efectuado en el río produjo un apilamiento de los meandros aguas arriba, dada la poca sección de escurrimiento disponible para el río. Esto se tradujo en un desplazamiento lateral de los meandros, según se muestra en la figura 16. Como consecuencia se destapó un tramo del gasoducto a la salida del cruce especial, cuya vista aérea se aprecia en la figura 18. Además se pueden ver los pilotes de sujeción temporaria de la cañería, colocados para mante-



Proteger tu salud es el combustible que nos mueve.



Estamos orgullosos de ser elegidos por las principales empresas de petróleo, gas y minería del país y por más de 900.000 personas que, día a día, nos confían el cuidado de su salud. Hace años que nos conocen, y saben que estén donde estén cuentan con la tranquilidad de sentirse protegidas.



www.swissmedical.com.ar
0810.333.2244



EL SERVICIO DE EMERGENCIA
Y PREVENCIÓN INTEGRAL
PARA LAS EMPRESAS.

NUESTROS SERVICIOS:

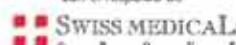
- Cobertura en locaciones, plantas, obras, pozos, minas, exploraciones y explotaciones.
- Unidades de Terapia Intensiva móviles: ambulancias y vehículos 4x4.
- Unidades de rescate vehicular.
- Trailers sanitarios y de alojamiento.
- Médicos y/o enfermeros in company.
- Avión sanitario.

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


Emergencia y Prevención

con el respaldo de

SWISS MEDICAL
GROUP

ner el caño fijo durante la temporada de lluvias, hasta que se pudiera implementar una operación de bajada de cañería.



Figura 18. Destape del gasoducto aguas arriba del cruce.

- Bajada de cañería por flexión: como consecuencia del destape del caño, se procedió a bajar la cañería por flexión para solucionar los tres problemas que se visualizaban:
 - la amenaza del cuello de cisne en la margen sur donde estaban los espigones, o la exposición por apilamiento de meandros,
 - o la eventual corta del nuevo meandro formado por el río y el canal excavado por el Ingenio, dado el grado alto de inestabilidad de la configuración.

Por ello se diseñó la bajada con corte de cañería, colocándola a una profundidad mayor de la socavación potencial⁸, de manera de que si la corta se producía, el caño estuviera por debajo (Figura 19).

En las figuras 20 y 21 se aprecian las zonas en donde se excavó el terreno para la operación de bajada. También se puede ver el terraplén que tapona al río y dirige las aguas hacia el canal excavado de ancho mucho menor.



Figura 20. Situación del cruce luego de la bajada de cañería.



Figura 21. Operación de bajada y posterior contrapesado.

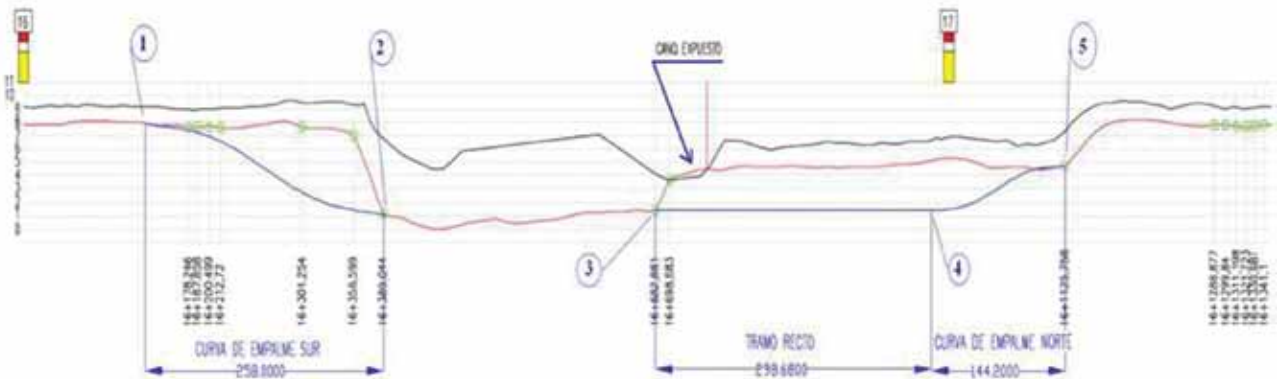
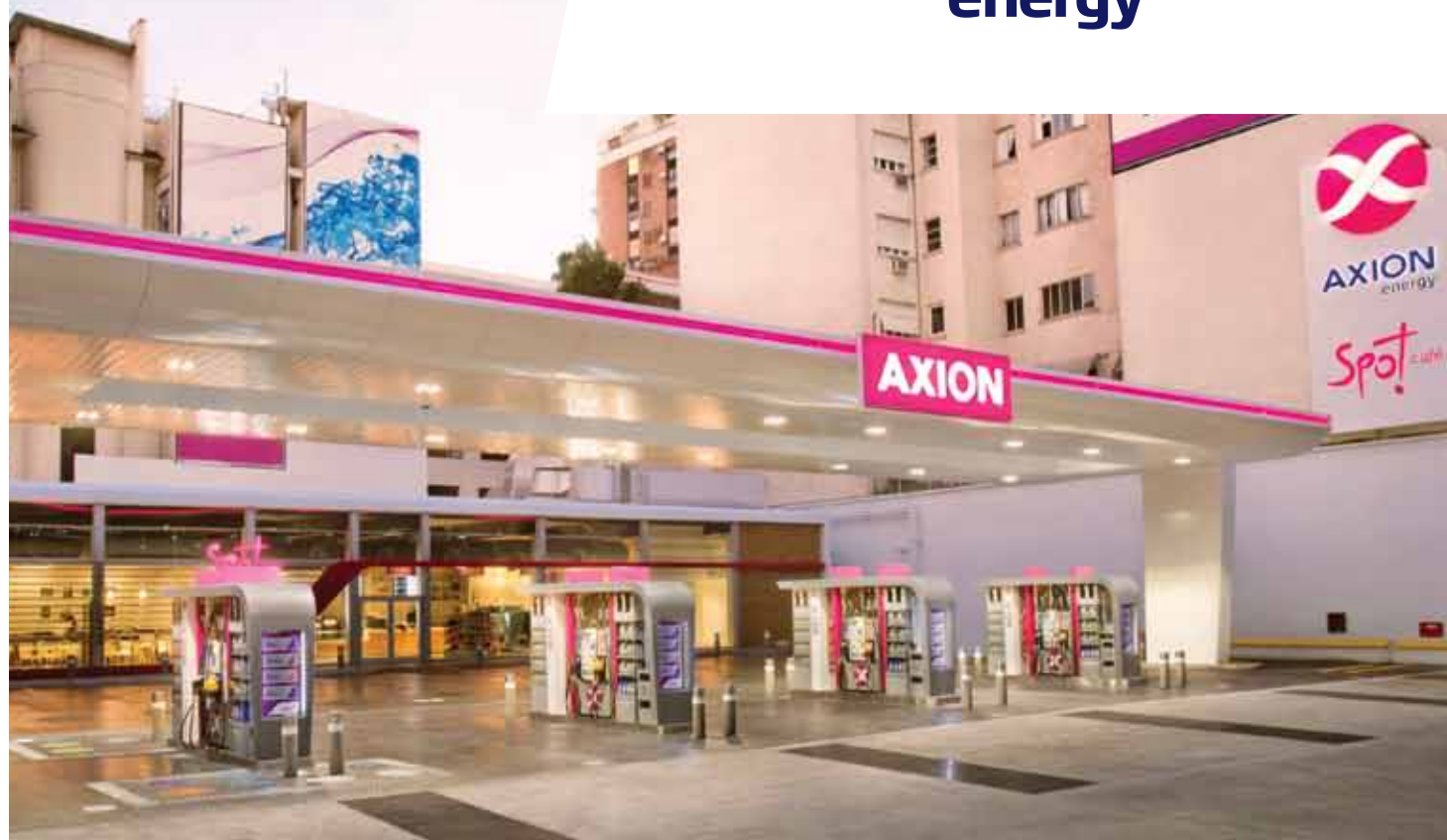


Figura 19. Esquema de bajada de cañería con corte.

AXION
energy



AXION energy
PROTECH



*Limpia los
inyectores*



*Reduce
la fricción*



*Protege
tu motor*



*Recupera
la potencia*

**LA MÁS ALTA CALIDAD
EN COMBUSTIBLES**

Para más información ingresar en:
www.axionenergy.com



- Corta del meandro: como se anticipó, se produjo la corta del meandro según se muestra en la figura 9, (Problema 3). En este caso, se puede deducir que el río en vez de recorrer el camino curvo más largo, lo hace siguiendo uno mucho más corto y recto entre los mismos puntos, aumentando la pendiente y con ella la velocidad del agua y el potencial de erosión (Figura 17).
- Erosión lateral y acercamiento del río a la traza gas abajo de la margen norte: durante la caracterización de las amenazas al gasoducto, se visualizó este problema como el menos urgente.



Figura 22. Cruce del Río Santa María. Corta natural del meandro después del cruce especial.

Como se muestra en la figura 23, el río se acerca a la traza de manera tangencial, migrando en el tiempo lateralmente y hacia adelante en la dirección del agua. Por ello, se compararon las cotas del fondo del lecho, las del lomo y la base de la cañería, y la distancia horizontal entre la traza y los meandros. Con esta información se diseñó una bajada para poner la cañería a una cota objetivo constante de manera que el gasoducto quede por debajo del río ante una eventual migración. En la figura 3 se muestra la con-



Figura 23. Vista hacia aguas abajo del río. Se aprecia la traza y el meandro que se acerca a la traza.

figuración de la cañería obtenida del navegador inercial, con la posición de las curvas en planta y en vertical que se debe considerar durante la operación. También se muestran las curvas de empalme calculadas en función de las tensiones admisibles.

Conclusiones

En función de la experiencia reunida en estos dos cruces y en otros cruces del sistema de TGN con la misma problemática, se listan las siguientes recomendaciones para tener en cuenta en la adecuación y en el diseño de cruces de ríos con meandros:

- Para el estudio de un cruce ubicado en la zona de piedemonte, es importante estimar el lugar en donde se produce el quiebre de pendiente entre el relieve montañoso y el llano. Si bien esto se da en forma gradual, influye en la alineación en planta de los cauces, pasando de cauces trezados y rectos, a cauces sinuosos con meandros. Es decir, la pendiente definirá el comportamiento del río. La cuenca del río influirá en forma proporcional al caudal a escurrir por el cruce.
- Los problemas en cruces de ríos afectados por meandros son principalmente tres:
 - La erosión de una margen que destape el cuello de cisne del cruce.
 - La migración lateral del río que destape tramos del gasoducto no contemplados en el diseño original del cruce especial.
 - La corta de un meandro (natural o artificial) que destape tramos del gasoducto no contemplados en el diseño original del cruce especial.
- Entre las medidas de adecuación más usadas se encuentran:
 - Encauzamientos temporarios.
 - Bajadas de cañería por flexión (con o sin corte) y contrapesado.
- Para el caso de los encauzamientos y obras de restitución de márgenes, se deben contemplar en el diseño los conceptos básicos de estabilidad de cauces, como el caudal formativo, las relaciones entre el ancho, el radio de curvatura y la longitud de los meandros tanto del río como de los encauzamientos.
- Para el caso de bajadas de cañerías, se debe contemplar la profundidad de socavación potencial y la amplitud máxima de los meandros, de manera de permitir al río migrar tanto lateralmente como en el sentido de la corriente, sin que destape ni el cruce ni los cuellos de cisne.
- Para evitar que los cuellos de cisne se destapen o que una corta (natural o artificial) destape un tramo no contemplado en el cruce, es necesario contemplar en el diseño de un cruce nuevo los siguientes aspectos:
 - La amplitud máxima de los meandros observados, principalmente hacia aguas arriba del cruce, para darle al cruce nuevo un ancho igual o mayor.
 - La distancia de los meandros a la sección transversal del cruce y su amplitud.
 - Elegir una traza perpendicular a la dirección del valle de inundación.
 - Colocar el ducto a una profundidad mayor a la socavación potencial más una revancha.



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.

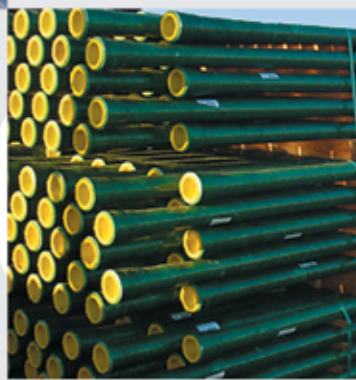


Caños de acero

- 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

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



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

- Ubicar los cuellos de cisne bien alejados de las barrancas y cerca de los extremos del valle de inundación, para que al migrar los meandros lateralmente no destapen los cuellos de cisne.
- Considerar los espesores de los caños y el contrapesado de todo el tramo que abarque el ancho del valle de inundación para que en caso que la corriente destape un tramo fuera del cauce principal, no arrastre a la cañería.
- Esta longitud extendida del cruce también sirve para que el mismo esté dentro de norma, independientemente del lugar que ocupe el río, en el tiempo. ■

Bibliografía

1. Estabilidad de cauces arenosos, Masa Alvarez, Jose Antonio y Cruickshank, Carlos, Instituto de Ingeniería UNAM, México.
2. Apuntes de la Cátedra de Hidráulica Fluvial de los ingenieros Picandet, Brea y Bianchi, de la Facultad de Ingeniería Hidráulica de la Universidad Nacional de La Plata, Argentina.
3. Hydraulique Fluvial: La forme du lit des rivieres a fond mobile, Fargue Louis, Encyclopedie des Travaux Publics, 1908.
4. Principles of river hydraulics, Ghetti, Augusto, Centro Internazionali di idrología Dino Tonini, Univesità degli Studi di Padova. Italia.
5. Aplicación de un método de análisis de riesgo a 10 cruces de ríos, Carnicero, Martín, Congreso de Integridad IAPG 2014.
6. Ingeniería de Ríos, Vide, Martín, Universidad Politécnica de Catalunya.
7. Integridad de ductos en cruces de ríos, Carnicero, Martín, Congreso de Integridad IAPG 2010.

ARKEMA
INNOVATIVE CHEMISTRY

VETEK

PRODUCTOS Y SERVICIOS PARA LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

- ▶ Odorantes para gas. Vigileak®, Spotleak®
- ▶ Agentes sulfidantes y servicio de sulfurización de catalizadores HDS (Pro-Amb® service).
- ▶ Tamices Moleculares para secado de gas, bioetanol y refinería. Siliporite®
- ▶ Alúmina activada para remoción de mercurio.
- ▶ Neutralizante de Odorante O-Scent®
- ▶ Hot oils. Jarytherm®
- ▶ Plásticos y recubrimientos especiales para la industria del petróleo y el gas. Pekk, Kynar® PVDF, Poliamida 11 Rilsan®

VETEK S.A. – Av. del Libertador 5480 Piso 11 (C1426BXP) Capital Federal
Tel. +54 11 4788-4117 – Fax. +54 11 4706-2910 – info@veteksa.com.ar – www.veteksa.com.ar

EMPUJE

NUESTRO
MEJOR
CAPITAL



MILICIC

OBRAS DE INFRAESTRUCTURA
OBRAS CIVILES INDUSTRIALES

GRANDES MOVIMIENTOS DE SUELOS
DUCTOS Y MONTAJES MECÁNICOS

Av. Pto. Perón 8110, Rosario - SF
Tel: 0341 4095600

milicic@milicic.com.ar
www.milicic.com.ar

3° Congreso de Integridad en Instalaciones
en el Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas



Análisis de integridad de juntas embonadas

Por **Aníbal Márquez** (GIE S.A. y Universidad Nacional de Mar del Plata)

Rossangela Elizabeth Assante Adriazola (Pluspetrol Norte)

Lucio Márquez y Pablo Fazzini (GIE S.A.)

La tecnología de unir los diferentes tramos mediante la inserción de los extremos con interferencia se utilizan desde hace más de 50 años. Este método para el tendido de ductos tiene varias ventajas, como la facilidad de instalación y la preservación de la composición química y microestructural.

La búsqueda de tecnologías innovadoras se volvió una constante con el fin de maximizar la productividad, la seguridad y la economía en la construcción y en la operación de ductos destinados al transporte de fluidos. La unión circunferencial de tubos en la construcción de ductos, constituye un aspecto clave durante la construcción, que tendrá luego una marcada influencia en la integridad del activo.

La tecnología de unir los diferentes tramos mediante la inserción de los extremos con interferencia, escasamente difundido, ha sido utilizada por más de 50 años. Este método para el tendido de ductos, a veces denominado de

juntas embonadas, se basa en una conexión por interferencia mecánica por embutido entre un extremo expandido en forma de campana (*bell-end* o conexión hembra) y un extremo macho (*pin-end*), generados a partir de la conformación en frío de los extremos de los tubos (Figura 1).

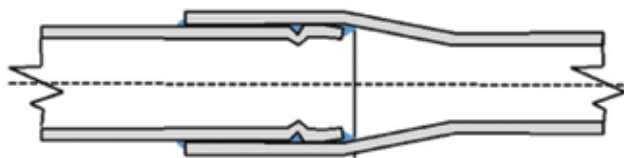


Figura 1. Esquema de una junta por interferencia, con extremo abocardado externo, virola y cono interno y grouting de epoxi.

Este tipo de juntas genera la unión por traba mecánica por interferencia, sin accesorios, con el aditamento de un adhesivo para asegurar la estanqueidad, que oficia también de lubricante en el momento del ensamblado de la unión. La integridad mecánica de la unión es mantenida por las tensiones residuales que se generan durante el proceso de armado del ducto (*Mechanical Interlocking*, Brandon y Kaplan, 1997).

La unión mecánica tiene varias ventajas, como la facilidad de instalación y la preservación de la composición química y microestructural del material del tubo, ya que no hay fusión ni material de aporte. En cambio, las altas tensiones residuales fueron una limitación importante para la aplicabilidad de este tipo de uniones (Messler, 1993). El tendido de ductos con esta tecnología es mucho menos dependiente de recursos humanos altamente especializados, como soldadores, preparadores y radiografistas.

Mucho esfuerzo se ha realizado con el objetivo de validar la aptitud para el servicio de estas tecnologías, generalmente basándose en ensayos *full scale* en condiciones controladas de laboratorio. De este modo, se han determinado las solicitaciones admisibles para diferentes diámetros y espesores.¹ Todos estos estudios se han realizado sobre juntas ensambladas que no han estado en servicio por tiempos prolongados.

La integridad de la junta en servicio se basa en dos factores: la permanencia de las tensiones residuales y la continuidad del sello o *grouting* de la unión mediante resinas epoxi. En consecuencia, pueden surgir planteamientos respecto de la aptitud para el servicio de las uniones antiguas debido a la relajación de las tensiones residuales o a la degradación del *grouting* por diversos mecanismos.

En este estudio se tuvo la oportunidad de evaluar el comportamiento de juntas con más de 30 años en servicio.

Desarrollo

El sistema de juntas embonadas para la unión de dos ductos se basa en una conexión por interferencia mecánica entre una campana, *bell-end* o conexión hembra; y un extremo macho o *pin-end*, generadas a partir de la conformación en frío de los extremos originales de los ductos (Figura 2). En el caso que se estudió, los tubos no poseen recubrimiento interno.

La resistencia mecánica de la unión derivó proviene de la fricción que se establece a partir del contacto metal con metal generado entre los dos extremos embonados, en el cual el extremo hembra ejerce efecto de zunchado sobre el extremo macho. De esta manera, el *pin-end* queda sometido a tensiones circunferenciales de compresión mientras que el *bell-end* a tensiones circunferenciales de tracción. La presión que se produce en la interfaz de los dos extremos es lo que mantiene por fricción en su lugar a los elementos cuando la unión se la somete a la carga en servicio.

Si bien la interferencia presenta un buen grado de estanqueidad, para optimizar este aspecto se hace uso de una resina epóxica como sello al final de cada uno de los extremos. La resina también oficia de lubricante en el momento del ensamblado de la unión y colabora en la resistencia mecánica frente a tensiones axiales.

El tipo de junta estudiada se aplica para tuberías de transporte de hidrocarburos en un amplio espectro de dimensiones, en tubos sin costura o con soldadura longitudinal ERW.

El proceso de construcción del ducto consiste en la inserción del extremo macho en el extremo hembra a través de prensas hidráulicas que ejercen los esfuerzos requeridos para tal fin. El extremo macho actúa como un mandril causando una deformación adicional en la campana. A su vez, el extremo macho es comprimido y experimenta tensiones de compresión similares en magnitud a las del extremo hembra, pero no experimenta deformación plástica, debido a un estado tri-axial de tensiones más favorable que el de la campana.

Para la evaluación de integridad de la junta, se diseñaron dos ensayos: uno de resistencia a la presión interna hasta la rotura, sin restricción de la deformación axial, y otro de medición de las tensiones residuales de zunchado de la unión mediante la medición de deformaciones durante el desarme de la junta. Para el primer tipo de ensayo se sometió a la unión a tensiones circunferenciales y longitudinales, generada por presión interna en una junta a la que se le soldaron dos cabezales con casquetes esféricos

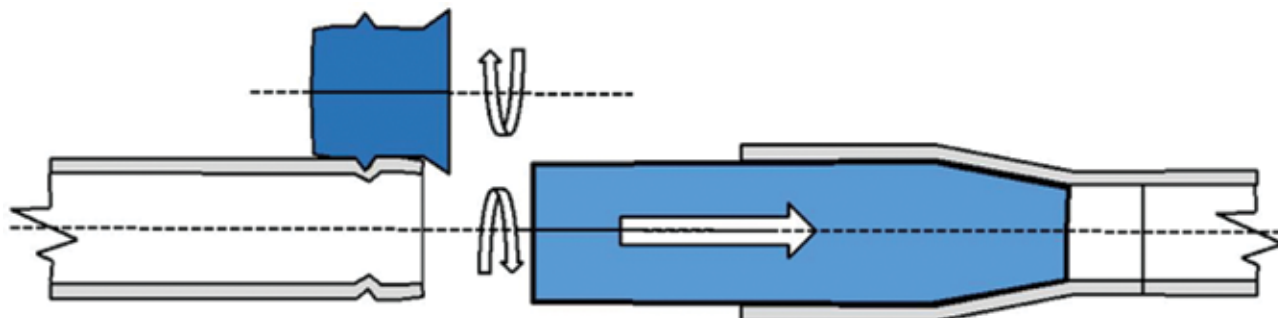


Figura 2. Conformado del extremo hembra y macho.

en los extremos. Para el segundo tipo de ensayo, se instrumentó con *strain gauges* el tubo externo en diferentes planos transversales y se eliminaron las tensiones de armado mediante la remoción del tubo interno.

Para este estudio, se recibieron tres juntas retiradas de una línea con más de 30 años en servicio. Las juntas serán identificadas como muestra 1, muestra 2 y muestra 3, respectivamente, compuestas cada una por un caño A (macho o pin) y otro B (hembra o campana), el sentido de circulación es de A a B. Las juntas embonadas no presentan evidencias de reparaciones y se encuentran en buen estado en general (Figura 3).

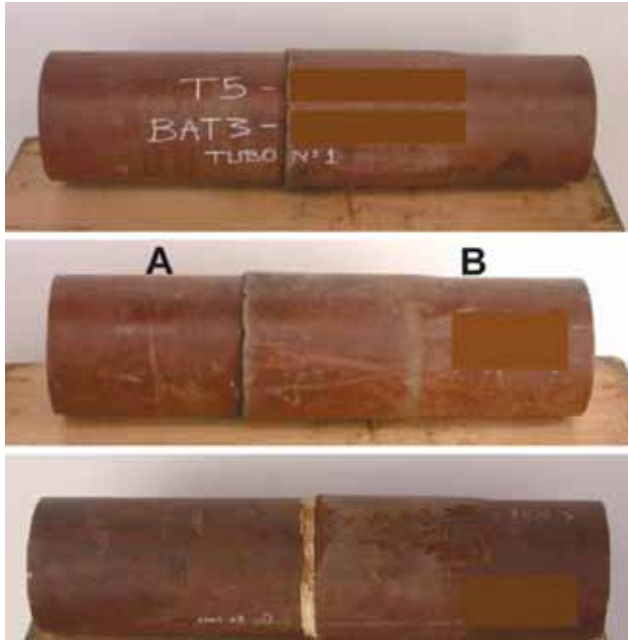


Figura 3. Juntas analizadas.

Relevamiento del daño acumulado por el *coating* y el material de los tubos en la zona de las uniones

Muestra 1: el *coating* exterior presenta desprendimiento y corrosión en determinados sitios (Figura 4), en especial en el borde de junta del lado B (Figura 5). Dicho borde tiene restos de resina epoxi del embonamiento (Figura 6).

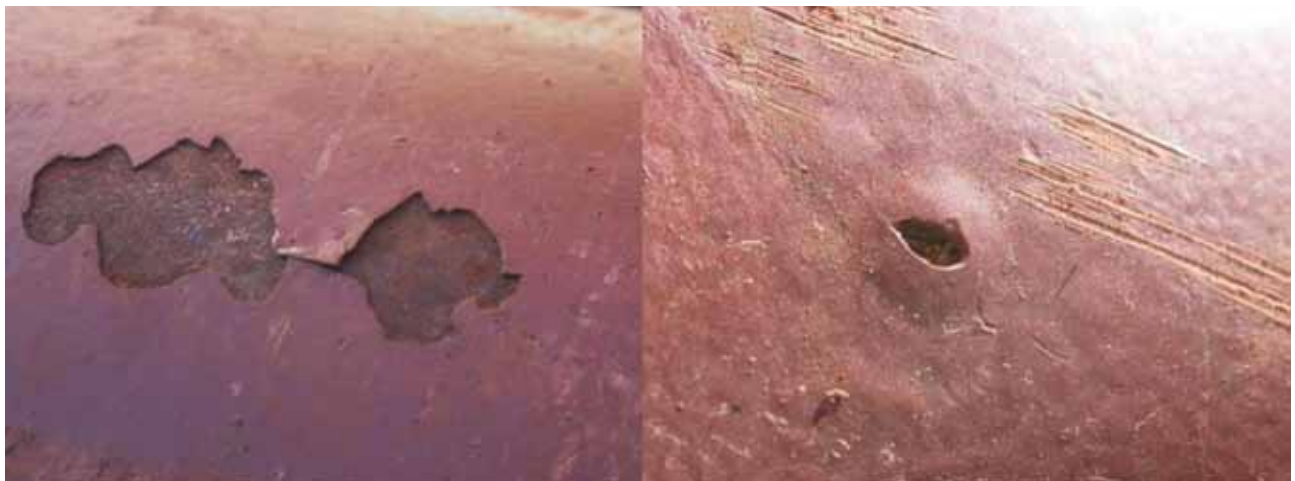


Figura 4. Desprendimiento de *coating*, pit y raspones en el cuerpo de la muestra 1.

El interior de la muestra no presenta *coating* y su superficie, si bien presenta corrosión superficial, se encuentra en relativo buen estado. El borde de junta del lado A presenta remanentes de resina epoxi con desprendimiento en algunas zonas. Puede distinguirse en el lado interno el pliegue de la ranura necesaria para el almacenamiento de resina en la junta (Figura 7).



Figura 5. Desprendimiento de *coating* y corrosión con pérdida de material en el borde de junta del lado 1B.



Figura 6. Remanentes de resina epoxi del embonamiento en el borde de junta del lado 1B.



Figura 7. a) Remanentes de resina epoxi en el borde de junta del lado 1A. Detrás, el pliegue de la ranura de almacenamiento de resina. b) Zonas de dicho borde con desprendimiento de resina.

Muestra 2: el *coating* exterior presenta desprendimiento y corrosión en determinados lugares e indentaciones superficiales circunferenciales de aspecto reciente

TE ACOMPAÑAMOS ESTÉS DONDE ESTÉS



LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GÁS REQUIERE EQUIPOS 100% CONFIABLES PARA TU OPERACIÓN EN TODO MOMENTO.

En FINNING encontrarás un amplio portfolio de maquinaria, repuestos y servicios, así como soluciones integrales que permiten agregar valor a tus necesidades.

BUILT FOR IT.™

LLAMANOS
0800 5550 832
FINNING.COM



FINNING 

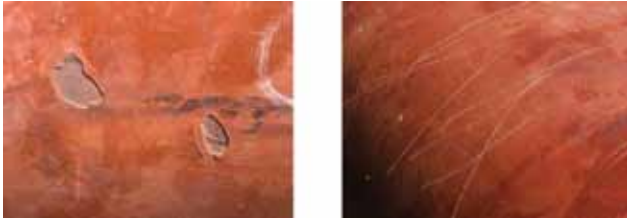


Figura 8. a) Desprendimiento de coating en el cuerpo de la muestra 2. b) Indentaciones superficiales circunferenciales sobre el coating de aspecto reciente.



Figura 9. Desprendimiento de coating y corrosión con pérdida de material en el borde de junta 2B.



Figura 10. Remanentes de resina epoxi del embonamiento en el borde de junta 2B.

(Figura 8). El borde de junta del lado B presenta corrosión con pérdida de material (Figura 9). Dicho borde posee en algunas zonas restos de resina epoxi del embonamiento (Figura 10). El interior de la muestra no presenta *coating*. Existe una banda longitudinal de corrosión de aproximadamente 20 mm de ancho, que recorre la muestra de lado a lado (Figura 11), pero con una pérdida de espesor despreciable. El borde de junta del lado A presenta remanentes de resina epoxi con desprendimiento en algunas zonas. Puede distinguirse, en el lado interno, el pliegue de la ranura necesaria para el almacenamiento de resina (Figura 12).



Figura 11. Banda longitudinal de corrosión.



Figura 12. Remanentes de resina epoxi con desprendimiento en el borde 2A. Detrás, el pliegue de la ranura de almacenamiento de resina.



Figura 13. Desprendimiento de *coating* y corrosión con pérdida de material en el cuerpo de la muestra 3.



Figura 14. Desprendimiento de *coating* y corrosión con pérdida de material sobre el borde de junta 3B. Puede apreciarse la resina que recubre el borde y se presume posterior al embonado de los caños.

Muestra 3: el *coating* exterior presenta considerable desprendimiento y corrosión con pérdida de material en lugares que se corresponden con raspaduras antiguas (Figura 13). El borde de junta del lado B presenta corrosión con pérdida de material. El mismo se encuentra recubierto por una resina, la cual se presume no es la del embona-



Figura 15. Pits de corrosión en el interior de la muestra 3.

Almacén

Mecanizado II

Ensayo y Ensamble

Mecanizado I

Metrología



Planta Industrial
Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

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

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.



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

NUESTRAS SOLUCIONES

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

ATENCION AL CLIENTE

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



www.pabonagne.com



Figura 16. Remanentes de resina epoxi con desprendimiento parcial del excedente y ranura de sello de resina.

miento, sino que es posterior al mismo (Figura 14). El interior de la muestra no posee *coating* y presenta sedimentos y pits de corrosión (Figura 15). El borde de junta del lado A presenta remanentes de resina epoxi con desprendimiento en algunas zonas. Puede distinguirse en el lado interior la ranura necesaria para el almacenamiento de resina (Figuras 16 y 17 corte transversal).

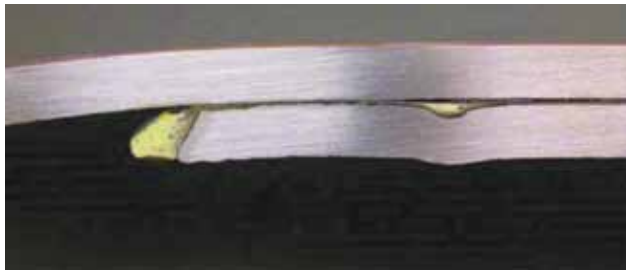


Figura 17. Detalle de extremo interno del pin, ranura del sello con epoxi.

Relevamiento dimensional

Se relevaron las medidas pertinentes de las tres muestras (Figura 18, Tabla 2). Se determinó la ovalización, definida como diferencia entre el diámetro hora 12-6 y el diámetro hora 9-3, de las muestras en tres puntos: extremo de caño A, zona de interferencia de la junta y extremo del caño B (Tabla 3).

Se relevaron por ultrasonido los espesores del caño A y B en sus extremos y en la zona de juntura, tomando en cada caso cuatro mediciones a las horas 12, 3, 6 y 9 (Tabla 4).

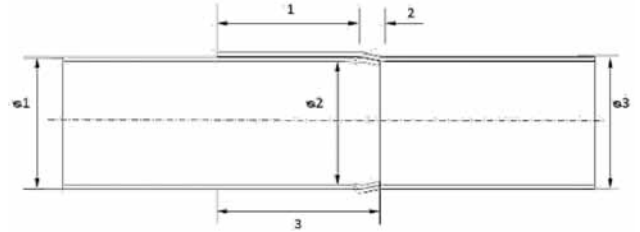


Figura 18. Medidas de las muestras (ver referencias de dimensiones en la tabla 2).

Muestra N°	COTAS (mm)					
	1	2	3	Ø 1	Ø2	Ø3
1	252	50	305	220	203,5	219
2	267	45	310	220	204,6	220
3	258	50	267	220	204,5	219

Tabla 2. Mediciones realizadas sobre cada muestra.

Muestra N°	OVALIZACIÓN (mm)		
	Punto A	Junta	Punto B
1	0,63	-0,82	-1,1
2	-1	-0,23	-2,3
3	-1	0	-1,15

Tabla 3. Mediciones de ovalización.

M MARTELLI ABOGADOS

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



-
EQUIPOS
ESPECIALES
PARA
OIL & GAS



CENTRO OPERATIVO Y VENTAS
CAMPANA
Ruta Nacional 9, km 78
Campana, Buenos Aires
Tel: +54 3489 403040

CENTRO DE EXPOSICIÓN Y VENTAS
DON TORCUATO
Gral. Alvear y Col. Panamericana Este
Don Torcuato, Buenos Aires
Tel: +54 11 4011 5050

SUCURSAL PATAGONIA
CIPOLLETTI
Ruta Nacional 151, km 4.5
Cipolletti, Río Negro
Tel: + 54 9 299 532 4281



WWW.TECMACO.COM.AR



Muestra N°	Extremo "A"				Extremo "B"				Junta							
	12'	3'	6'	9'	12'	3'	6'	9'	12'		3'		6'		9'	
									A	B	A	B	A	B	A	B
1	5,56	5,51	5,56	5,49	5,5	5,45	5,41	5,43	5,6	5,38	5,44	5,32	5,49	5,3	5,44	5,26
2	5,75	5,55	5,6	5,53	5,57	5,7	5,41	5,61	5,31	5,13	5,4	5,73	5,12	5,01	5,38	5,39
3	5,48	5,47	5,37	5,44	5,32	5,27	5,4	5,56	5,5	5,42	5,46	5,48	5,5	5,37	5,43	5,46

Tabla 4. Registros de mediciones de espesores.

Análisis químico del material y ensayos mecánicos

Se realizaron ensayos de tracción uniaxial según API 5L y análisis químico de muestras extraídas de material base de un tubo perteneciente a la línea (Tabla 5). La muestra

analizada satisface los requerimientos químicos y mecánicos de API 5L GR X60 PSL 1, con una tensión de fluencia de 461 MPa y 570 MPa de rotura (Figura 19 y Tabla 6), con estructura ferrítico-perlítica (Figuras 20 y 21).

Muestra	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V
Tubo API 5L GR X60 PSL 1 (máx.)	0,23	0,02	0,69	0,014	0,011	0,02	0,01	0,01	0,01	0,002
API 5L GR X60 PSL 2 (máx.)	0,12	0,45	1,60	0,025	0,015	-	-	-	-	-

Tabla 5. Composición química del material base del tubo de 8". Base Fe. Valores expresados en % m/m. Composición química especificada para un acero API 5L GR X60, PSL 1 y PSL 2. (Specification for Line Pipe, API Specification 5L, Forty-Fifth Edition, December 2012 (Effective date: July 1, 2013).

Muestra	Tensión de fluencia (MPa)	Tensión máxima (MPa)	Alargamiento %
Material base	461	570	26.1
API 5L X60 PSL1	415	520	20,5*
API 5L X60 PSL2	415-565	520-760	20,5-14,6*

Tabla 6. Resultados del Ensayo de Tracción realizado bajo Norma API 5L. Propiedades mecánicas especificadas para un acero API 5L GR X60 PSL 1 y PSL 2. *Valor de alargamiento mínimo.



Figura 19. Carga desplazamiento de ensayo probeta tubo 8". Equipo SHIMADZU MM 151.

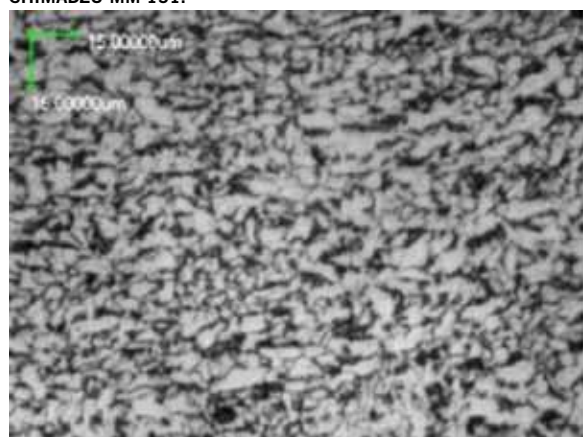


Figura 20. Estructura metalográfica material ducto B1, sección transversal. Estructura ferrítico perlítica. Pulido, nital 3%. Original 300X.

Prueba hidrostática de las uniones

Se soldaron en los extremos de las muestras 1 y 2 cabezales de prueba de 8" SCH40 de 200 mm de largo, con sendos nipples de 3/4", ubicados a 180° uno respecto al otro, a modo de entrada y purga de fluido, respectivamente (Figura 22).

Se instaló un sistema de registro de desplazamiento axial con una base de medición que abarca la junta embozada y se complementó con un comparador analógico, lo que permite relevar la eventual separación progresiva de la junta en sentido axial durante el ensayo.

Modelado e instrumentación

Para verificar si la colocación de los cabezales ofrecía efectos de borde de rigidización, se modeló el estado tensional de las tensiones remanentes y bajo presión. Se determinó que la zona instrumentada no se ve afectada por el ensamble (Figura 23).

Con el fin de relevar las deformaciones circunferenciales en relación con la presión, se instrumentaron las muestras con dos *strain gauges* en dirección circunferencial.

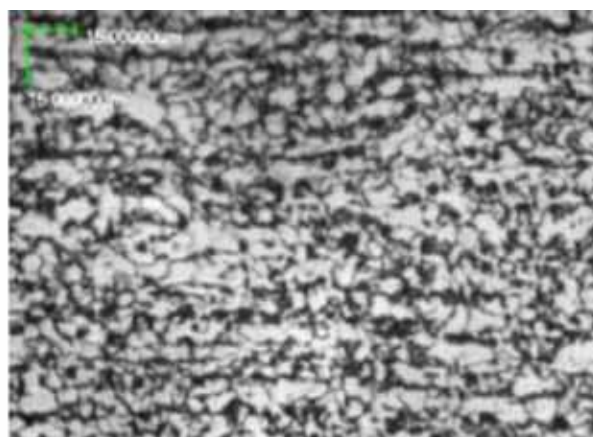


Figura 21. Estructura metalográfica material ducto B1, sección longitudinal. Estructura ferrítico perlítica con bandeo de laminación. Pulido, nital 3%. Original 300X.

LÍDER EN FABRICACIÓN DE TUBERÍAS



ITAL VINIL
SAN LUIS SAIC

www.italvinilsanluis.com

Primeros y únicos en el País
en contar con la Norma NAG-140

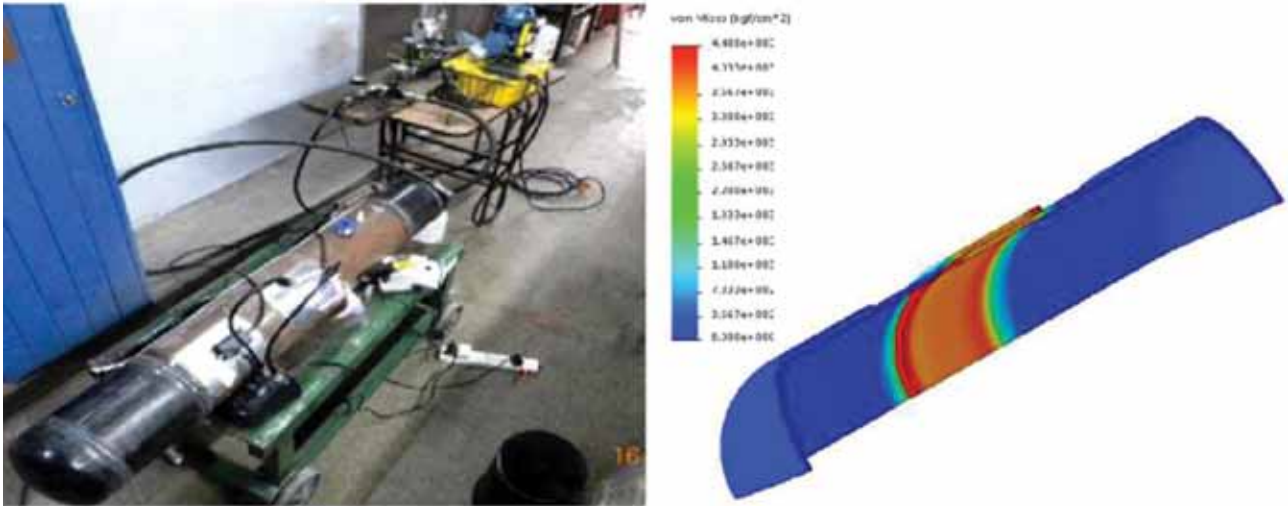


Figura 22. Armado de los cabezales con virolas e instrumentación. Izquierda, modelo del ensamble con el estado tensional residual previo al ensayo.

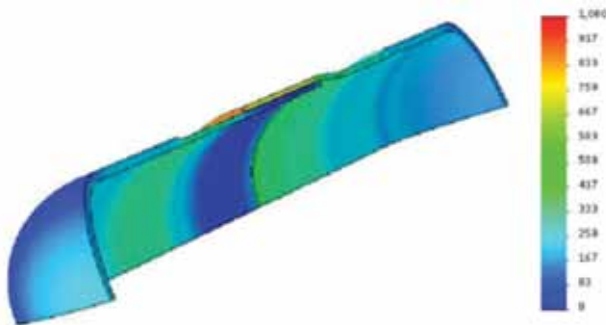


Figura 23. Estado tensional de la junta bajo presión interna de 20 MPa. Se observa que la inclusión de los cabezales no modifica el estado tensional de la zona instrumentada.

Un *strain gauge* fue colocado sobre la junta propiamente dicha y otro sobre el ducto del lado del Pin (macho), ambos colocados sobre la misma generatriz. Durante el ensayo, los *gauges* adquieren deformación en tiempo real junto a un transductor de presión electrónico ubicado en el *manifold* del circuito.

El ensayo se realizó presurizando con una bomba hidráulica de bajo caudal, alta presión, con regulación modulada de presión. Los ensayos se realizaron en forma cuasi-estática con un incremento de presión menor a 0,15 Pa/seg. Las curvas obtenidas se muestran en los gráficos 1 y 2, donde se obtuvo la deformación de la junta y material base contrastada con la presión de la prueba hidráulica. El manómetro analógico clase (0,5%) se utilizó como referencia y calibración para el registrador.

Las escalas de deformaciones y presiones fueron escaladas para compartir la misma escala de ordenadas (la presión se expresa en 40x en MPa y las deformaciones es strain adimensional, el canal sobre la junta X0.5). La diferencia en el inicio entre las curvas de los gráficos 1 y 2 se deben meramente a las diferencias de tiempo en el inicio de la presurización. Mientras que en el gráfico 1 la presurización comenzó inmediatamente y la velocidad de presurización fue mayor (por eso la pendiente de deformación *versus* tiempo es mayor), en el gráfico 2 la presurización demora alrededor de 20 segundos en comenzar.

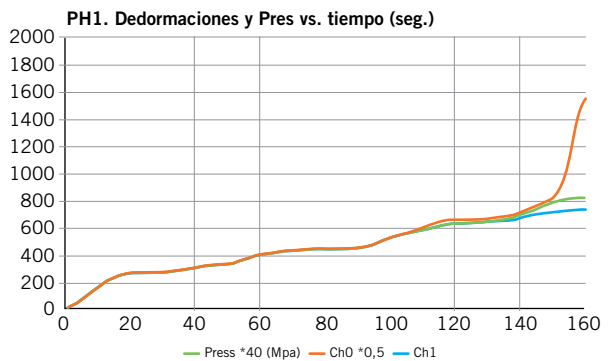
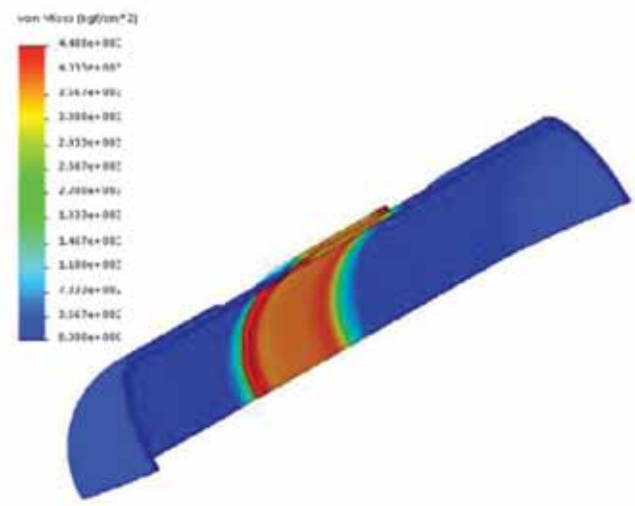


Gráfico 1. PH1 - DEFORMACIONES Y PRES versus TIEMPO [seg]. Celeste: deformaciones circunferenciales en el tubo. Rojo: deformaciones circunferenciales sobre la junta embonada.

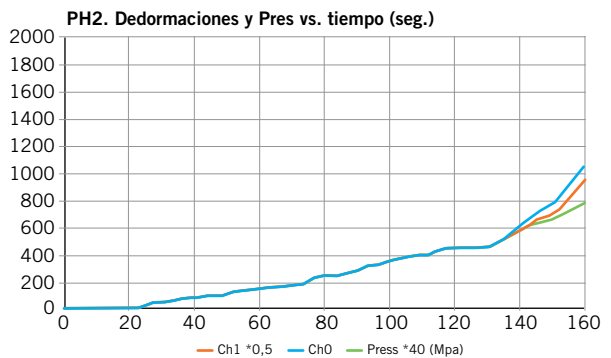


Gráfico 2. PH2 - DEFORMACIONES Y PRES versus TIEMPO [seg].

Las pruebas de resistencia de la junta se realizaron a la rotura. El modo de fallo fue la separación de los extremos embonados en forma axial. Las presiones máximas registradas fueron de 24,4 y 27,8 MPa en cada una de las pruebas hidráulicas.

Las presiones de falla son superiores a las necesarias para generar en el tubo, fuera de la junta, solicitaciones mayores a las de fluencia del material (Figura 24).

En ambas pruebas se registró el mismo tipo de deformación plástica del material de los tubos del denominado lado B (no instrumentado). En ambos casos la deformación produjo un aumento del diámetro hasta alcanzar

Nueva línea de Colgadores de coiled tubing

Colgador Recuperable de coiled tubing para operaciones de

velocity string

la solución definitiva para incrementar su producción

PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

- Recuperable
- Reposicionable
- Diseñado para aplicaciones de Velocity String
- Se puede utilizar en pozos rigless
- Fijación mecánica
- Disminuye la producción de agua

TACKER[®]
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

OFICINA CENTRAL:

Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RIO NEGRO
ARGENTINA - TEL: +54 299 478 6310

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
RICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EEUU
GUATEMALA
BRASIL

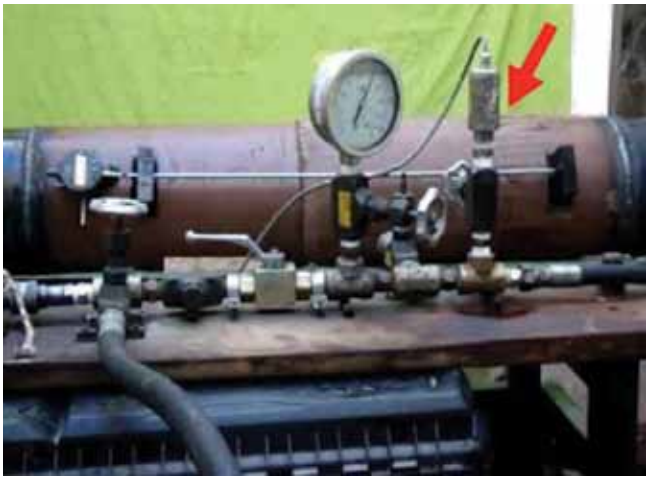


Figura 24. Ensayo destructivo de la junta. A la izquierda, instantes previos, se indica la zona de deformación plástica del lado B. A la derecha, el instante de la separación de la junta.



Figura 25. Muestra 1, posensayo. Separación de la junta.



Figura 28. Muestra 2, posensayo. Delaminación del recubrimiento epoxi debido a deformación plástica circunferencial, lado B, similar al de la muestra 1.



Figura 26. Muestra 1, posensayo. *Debonding* del *coating* caño B debido a la deformación plástica.



Figura 27. Muestra 2, posensayo. Separación de junta.

aproximadamente el diámetro de la campana en la zona de juntura, es decir, un aumento del diámetro equivalente a dos espesores de la junta, produciendo el resquebrajamiento del *coating* (Figuras 26, 27 y 28).

Los registros de las deformaciones en ambos ensayos indican una proporcionalidad entre las deformaciones circunferenciales en el ducto y sobre la junta con la presión (Gráficos 3 y 4). En estos gráficos se ha representado el histórico del ensayo incluido el registro en instantes posteriores a la rotura. Los valores tanto de deformaciones como de presión en función del tiempo. En la primera prueba se realizó una carga y descarga de presión (punto 1, gráfico 3), luego se inspeccionó visualmente la junta, y finalmente, se reestableció la presión y se elevó hasta provocar la rotura de la junta. Se observa que previo a la rotura de la junta, el material base del tubo ya había superado la fluencia.

En ambos ensayos se observó proporcionalidad hasta valores en la deformación circunferencial del orden de 1500 me, valor a partir del cual se observó el comienzo de la pérdida de linealidad del comportamiento. Esto ocurrió a una presión de ensayo del orden de 20 MPa (2.9 Ksi). En esas condiciones, la tensión equivalente de Von Mises³ a la que teóricamente está sometido el material resulta de 429,9 MPa (62,351 psi) (Tabla 6).



1916

100 años de soluciones de bombeo probadas en el campo — listas para producir los siguientes 100 años.

En 1916, tanto Wheatley™ como Gaso™ abrieron sus puertas, brindándole al mercado bombas de émbolo y de pistón. Estas marcas establecieron una historia de innovación y calidad que un día serían un legado de NOV.

En la actualidad, en los siete continentes, nuestra amplia línea de bombas confiables e intermitentes, están trabajando para satisfacer diversas necesidades de bombeo en los yacimientos petrolíferos. Nuestras marcas consolidadas, como por ejemplo National™, Oilwell™, Wheatley™, Gaso™, Bear™, MSW, Mono™ y Moyno™, representan soluciones de bombeo probadas en el campo. Todas ellas están respaldadas por un equipo de soporte técnico del fabricante de bombas reciprocantes líder en el mundo y usted puede contar con nosotros para recibir la calidad y el servicio que usted exige por años y años.

Para obtener más información, visite nov.com/centuryofpumps

NOV Completion & Production Solutions

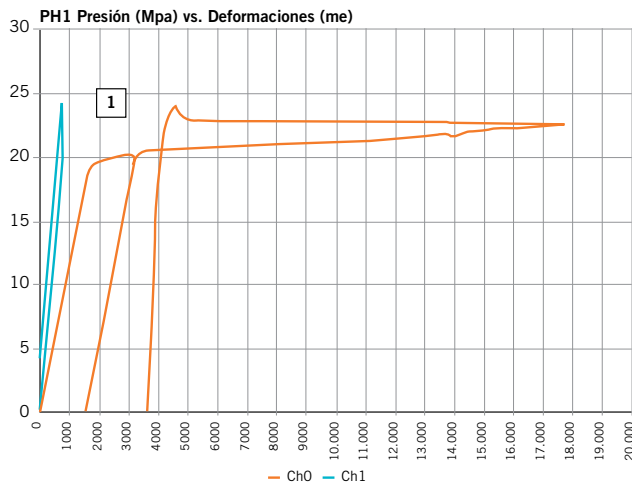


Gráfico 3. Diagrama presión-deformación a rotura de juntas embonadas. Ensayo 1. Deformación circunferencial versus presión. PH1. En rojo, deformaciones sobre el tubo; en azul, deformaciones sobre la junta embonada.

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}}$$

En la zona de la junta, el pin o tubo interno, que tiene tensiones remanentes circunferenciales de compresión, disminuye el estado tensional cuando se aplica presión interna. Por el contrario, la campana o tubo externo de la unión, que ya tenía tensiones circunferenciales de tracción, sobrepasa el límite de fluencia transfiriendo la reserva de estabilidad al tubo interno.

Tensiones de Von Mises

		Valores unitarios de Pi [MPa]	Tensiones a Pi=19,6 MPa (2,9 Ksi) [MPa] (KSi)
Presión interna	Pi	1	19.6
Tensión circunferencial	σ_C	18,7	366,6
Tensión longitudinal	σ_L	9,4	183,3
Tensión Equiv. De Von Mises	σ_{VM}	21,9	429,9 (62,33)

Tabla 6. Cálculo de tensión equivalente de Von Mises.

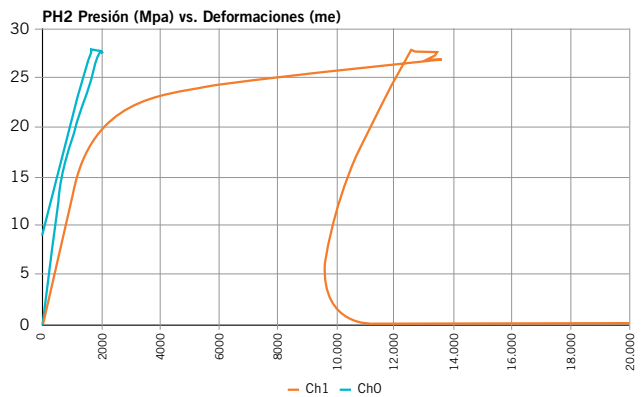


Gráfico 4. Diagrama presión-deformación a rotura de juntas embonadas. Ensayo 2. Deformación circunferencial versus presión. PH2. En rojo, deformaciones sobre el tubo; en azul, deformaciones sobre la junta embonada.

Del mismo modo, los desplazamientos registrados durante los ensayos de los extremos de las juntas mantienen linealidad hasta la presión de fluencia (Figura 29). Estos desplazamientos resultaron del orden del doble de los desplazamientos que el modelado lineal elástico indica (Figura 30).

La diferencia se debe en parte las deformaciones secundarias inducidas por el abarrilamiento del tubo en la medición y también al corrimiento relativo entre los extremos de la junta. Por lo tanto, la junta está produciendo entonces un desplazamiento relativo interno menor a 0,18 mm en el momento de la rotura. La inspección de la parte visible de la junta durante el ensayo no evidenció signos de desplazamientos relativos y de *debonding* del recubrimiento epóxico.

Medición de tensiones residuales

El procedimiento de ensamblado de las juntas aprovecha las propiedades elasto-plásticas del material. Durante el proceso de deformación previo al ensamblaje, se suele conseguir un incremento de la tensión de fluencia por deformación plástica del orden del 10%.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com
(5411) 4469 8100



A LINE HAS BEEN DRAWN.
BETWEEN THE SAME WAY
BETWEEN A COMPANY
BETWEEN MAINSTREAM
TODAY, A LINE HAS BEEN DRAWN.
AND THE PAST IS ON ONE SIDE

AND A NEW WAY.
AND A CHANGE AGENT.
AND FULLSTREAM.
AND WE'RE ON THE OTHER.



**BAKER
HUGHES**
a GE company



From the reservoir to the refinery. From the depths of the sea to the power of the cloud. BHGE is now the first and only fullstream provider to the oil and gas industry, leveraging the best minds and most intelligent machines to invent smarter ways to bring energy to the world.

Learn more at bhge.com

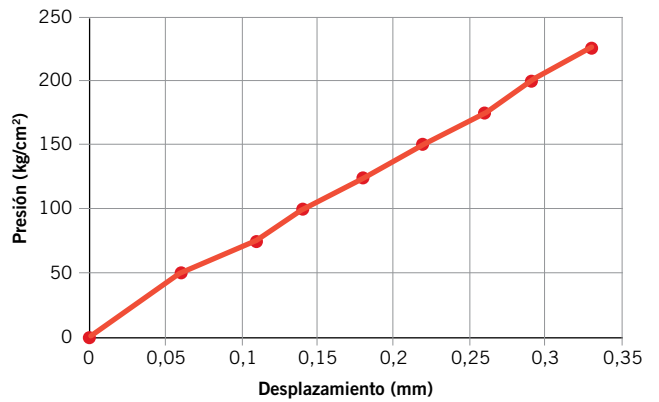
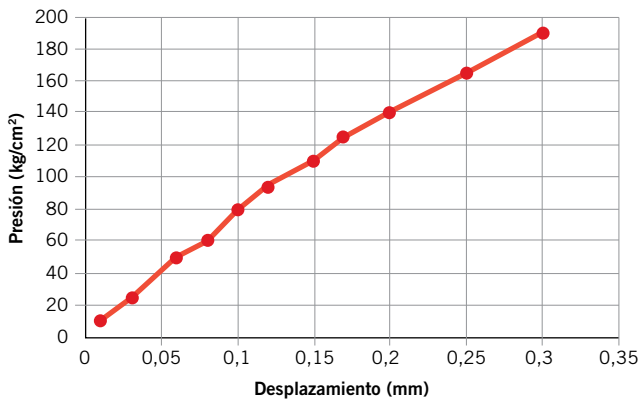


Figura 29. Registro de desplazamientos de los extremos durante los ensayos en las muestras 1 y 2. El desplazamiento muestra linealidad hasta la presión de fluencia.



Figura 30. Modelado desplazamiento debido a presión interna. [20 MPa y tensiones residuales de zunchado]. Desplazamiento relativo entre los puntos de medición de 0,18 mm.

El mandril utilizado para formar la campana está dimensionado de manera que el diámetro interno de campana será menor que el diámetro externo del extremo del tubo, esta interferencia genera una tensión radial de compresión en ambos tubos, de magnitud suficiente como para asegurar la unión por fricción.

La determinación de las tensiones residuales en la junta puede ponerse en evidencia midiendo las deformaciones que se producen al desarmar la unión. En este caso, se prefirió desarmar la unión mediante el corte del tubo interno y la eliminación de un sector en la posición de la instrumentación (Figura 31). El ensayo se realizó sobre la muestra 3.

El corte del tubo interno libera o elimina la tensión circunferencial del tubo externo. Asimismo, la eliminación del sector tubular en contacto con el *strain gauge* (SG) libera de posibles componentes de *bending* inducidas por el corte. Para la medición de las deformaciones, en el tubo externo se colocaron SG en dirección circunferencial. La medición se realizó en tiempo real durante el corte. Se realizaron determinaciones sobre dos sectores de la unión, uno correspondiente al extremo del tubo externo y otro en el plano medio de la unión (Figura 32).

Ambas determinaciones presentaron el mismo comportamiento, el registro de la figura 32 muestra los datos de ambas determinaciones, los tramos horizontales corresponden a interrupciones del proceso de corte para la medición de la profundidad de mecanizado. Luego de separado un sector del tubo interno y normalizadas las temperaturas, ambas mediciones se estabilizaron en - 2100 me.



Figura 31. Junta embonada de 8". Instrumentación y corte de sector interno de sector. Virola del plano medio de la junta.

La congruencia de los resultados en ambas mediciones indica que las deformaciones no están acopladas a tensiones longitudinales a lo largo de la junta. La liberación de

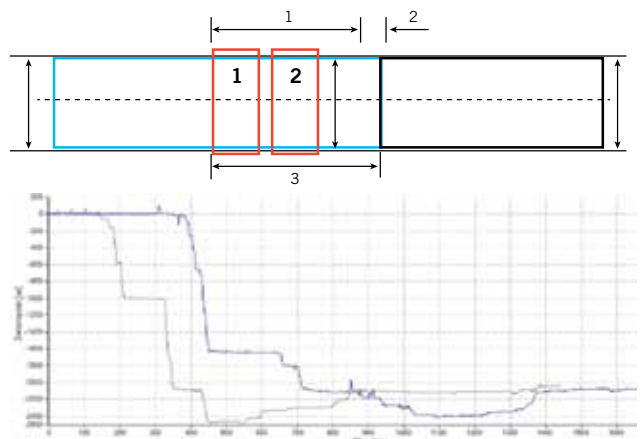


Figura 32. Registro en tiempo real de la deformación circunferencial, ensayos de alivio de tensiones residuales. Corte 1 y 2 realizados sobre la junta embonada.

CREAMOS FUTURO

**30 AÑOS CRECIENDO JUNTO AL SECTOR OIL & GAS,
BRINDANDO SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍA,
COMPRESIÓN Y TRATAMIENTO DE GAS.**



GENERACIÓN DE ENERGÍA
COMPRESIÓN DE GAS
PRODUCCIÓN INDUSTRIAL
EQUIPOS INDUSTRIALES

SECCO

las tensiones en el tubo interno produjo la inmediata separación de la superficie de contacto.

Dada la naturaleza fundamentalmente membranal de las tensiones residuales, la tensión medida es de 441 MPa (Tabla 7), lo que resulta del orden de la tensión de fluencia del material (461 MPa). Dada la deformación previa acumulada durante el procedimiento de formación de la campana, la tensión de fluencia real en esta zona resulta mayor a las del material base del tubo.

Deformación circunferencial residual		2100	me
Módulo de elasticidad	E	210000	MPa
Tensión circunferencial residual	ocr	441	MPa

Tabla 7. Tensiones residuales de zunchado en junta embonada de 8".

Cálculo de la sollicitación axial de colapso de la junta

La capacidad de la junta frente a las sollicitaciones axiales está dada por las tensiones de zunchado que, como se vio, resultan de 441 MPa y del coeficiente de fricción de los materiales y la longitud efectiva de la interferencia. Se ha demostrado que la longitud efectiva de la interferencia resulta ser la longitud de la unión menos 2", debido a los efectos de borde. La capacidad de carga axial se puede calcular como¹:

Donde:

$$T_{interference} = \frac{\sigma_{yield} t}{r_o} \mu_{friction} L \pi d_o$$

$T_{interference}$ is the axial capacity
 $\mu_{friction}$ is the coefficient of friction
 L is the insertion length
 d_o is the outside diameter of the pin

De acuerdo con lo anterior y considerando un coeficiente de fricción de 0,37 (valor experimental de ensayos de Zap-Lok® Pipeline Systems, Inc.), la junta tiene la capacidad de resistir una carga axial de 105,632 kg. Este valor es el 81,3% de la máxima carga axial a la rotura del ducto (Tabla 8). La misma relación ha sido encontrada en estudios anteriores.² Es decir, la junta embonada romperá al llegar al 81,3% de lo que rompería por fluencia axial el ducto sin junta.

		Valor	Unidad
Long efectiva de la junta	L	200	Mm
Tensión circunferencial	ocr	423,8	Mpa
Tensión radial	ocr	22,66	Mpa
Coeficiente de fricción	μ	0,37	-
Diámetro interno	DI	208	Mm
Superficie de corte		130600	mm ²
Carga axial máxima de la junta, ref. Ec.1	T	1035896	N
Presión equivalente a carga axial máx.		30,5	Mpa
Carga axial máxima para producir fluencia σ_y	Cy	1274884	N
Carga axial máx. de la junta/ Carga axial máx. a fluencia	T/Cy	81,3	%

Tabla 8. Capacidad de carga axial teórica.

Conclusiones

- Se realizaron ensayos sobre tres muestras de juntas tipo embonadas pertenecientes a un ducto de 8" con 30 años de servicio, dos de las cuales fueron ensayadas a rotura mediante prueba hidráulica.
- El material de ducto satisface los requerimientos de API X60, la estructura es ferrítico perlítica de grano equiaxial en sección transversal y con bandeado de laminación en corte longitudinal. No se observaron estructuras degradadas en las secciones transversales de la junta.
- El modo de falla durante las pruebas fue desprendimiento expansivo de la junta en sentido axial (*pull out*), a presión superior a la que produce fluencia en el material del tubo. La falla se produjo cuando la deformación del ducto en la zona adyacente a la junta supero el diámetro de la campana.
- Esta deformación permite el percolado del fluido transportado dentro de la junta provocando simultáneamente dos efectos: el tubo exterior adopta la totalidad de la sollicitación y el interior queda descargado. Lo anterior produce el aflojamiento de la presión de contacto permitiendo el desplazamiento axial entre las partes.
- La deformación plástica previa a la rotura provocó el delaminado del recubrimiento epoxi del ducto.
- Las mediciones de tensiones residuales en la junta indican que las tensiones circunferenciales en el ducto exterior son del orden de la tensión de fluencia del material. Las ecuaciones de equilibrio indican que las tensiones inducidas en el tubo interior son del mismo orden.
- Dichas tensiones residuales aseguran, mediante la fricción inducida por las mismas, una carga axial de separación de la junta del 80% de la carga axial que produce rotura del ducto por tracción axial (Tabla 8). Este resultado es congruente con los resultados encontrados en la literatura y es la base para la determinación de la máxima carga axial admisible.
- Las juntas no han perdido capacidad de carga debido al tiempo que llevan en servicio.

A partir los resultados de los ensayos realizados, del modo de falla de los niveles durante las pruebas hidrostáticas realizadas y los resultados de los ensayos mecánicos sobre los materiales, se identificaron todos los elementos relevantes para la integridad de la junta.

Debido a que la integridad de la junta está asegurada por las tensiones residuales generadas durante el armado de las mismas, la pérdida de material por procesos corrosivos o erosivos afecta a la capacidad de soportar presión interna y a la resistencia frente a sollicitaciones axiales del ducto.

La pérdida de resistencia solo puede ser evaluada mediante el modelado numérico de cada situación en particular, aplicando criterios de pérdida efectiva de tensiones residuales por pérdida de material.

En función de los resultados obtenidos, se prevé que, a falta de restricciones axiales, la falla puede sobrevenir de manera catastrófica (*pull out*), con escaso indicio previo de desplazamiento relativo entre las partes.

Adicionalmente, se comprobó que la junta falla inmediatamente después de perder su estanquidad. Por lo tanto, no es esperable encontrar en servicio pequeñas pérdidas que alerten de forma temprana sobre la posibilidad de colapso de la junta.

NALCO Champion

An Ecolab Company

EXPERTO LOCAL EN NO CONVENCIONAL



TECNOLOGÍA

- » Espumantes para gas con distintos contenidos de condensado.
- » Inhibidores de parafinas.
- » Biocidas para el agua de fractura (Tecnología PAA).
- » Tratamiento del agua de Flowback para reúso o para disposición final.
- » Plantas de control de SH2 – Ultrafab (Eficiencia al mínimo Costo).

INFRAESTRUCTURA

- » Planta de Fabricación en Pilar.
- » Base operativa y Bodegas en todas las Cuencas petroleras, con una fuerte inversión en el parque Industrial de la zona de Añelo.

EXPERIENCIA

- » Somos la empresa con mayor experiencia en **NO CONVENCIONAL** desde el inicio de su actividad en la zona.

Oficina Buenos Aires

📍 V. Ocampo 360 Piso 3 | 📞 011 55522566 | Puerto Madero

Oficina Neuquén

📍 Maestros Neuquinos 1190 Piso 7 of. 702/703 | 📞 0299 4482362

www.nalcochampion.com

Base Añelo

📍 Manzana 5 lote D

La resistencia de la junta frente a *pull out* está asegurada si las tensiones longitudinales admisibles se calculan considerando un factor 0,8, es decir, los códigos ASME B31.3, B31.4, B31.8 pueden ser usados con la siguiente restricción:

$$SLT = 0,8 * SA$$

Donde SA es la tensión admisible establecida por el código que aplique y SLT es la tensión longitudinal calculada para tubo recto, debida a presión interna y cargas externas actuado en la dirección axial de todo origen (peso propio, sísmicas, térmicas o inducidas por interacción suelo - ducto), pero sin incluir componentes cargas debidas a flexión.⁴

De lo anterior surge que la determinación y los monitores de las cargas axiales son las herramientas más aptas para asegurar la integridad de este tipo de juntas. Si se desconoce el historial completo del ducto, la estimación de las tensiones longitudinales actuales resulta muy imprecisa. Por lo tanto, se recomienda la implementación de medición de deformaciones mediante la colocación WVSG con el siguiente plan de acción:

1. Aprovechar las oportunidades de reparaciones o cortes programados para efectuar mediciones de tensiones longitudinales. La técnica a utilizar es similar a la utilizada para la medición de tensiones residuales descrita en este informe. Antes del corte programado de la cañería, se deben colocar SG de resistencia variable. Las lecturas, antes y después del corte, permiten calcular con suma precisión las tensiones longitudinales en la progresiva.

A continuación, y luego de culminadas las reparaciones programadas, se sugiere instrumentar la sección del ducto mediante WVSG. Estos instrumentos permiten medir las deformaciones y calcular las tensiones. Al colocarse luego del corte y de la reparación, se elimina el historial previo de tensiones y se parte de un estado relajado de tensiones longitudinales. Con el monitoreo de estos instrumentos pueden prevenirse esfuerzos longitudinales excesivos que comprometan la integridad de las juntas. ■

Referencias

1. *Evaluating the performance of the zap-lok connection system* chris alexander stress engineering services, inc. Houston, Texas chris.alexander@stress.com david Roberts Zap-Lok Pipeline Systems, Inc. Houston, Texas droberts@zap-lok.com Robert Logan. Zap-lok pipeline systems, inc.
2. *Zap-lok ® Connection Testing And Axial Strength Design* Pedro Vargas Chevron, Energy Technology Company Houston, Tx, Usa Ben Crowder Chevron, Energy Technology Company Houston, Tx, Usa David Roberts Zap-Lok® Pipeline Systems, Inc. Cambridge, Ma, Usa.
3. *Mecánica de materiales estructurales*, J. L. Otegui, Jem Diseño Editorial, 2004.
4. *G. Mecánica del medio continuo*. E. Mase: Serie Schaum, McGraw-hill, 1977.
5. *Asme b31.4-2012, Pipeline Transportation Systems For Liquids And Slurries*.

Desarrollo, Tecnología e Innovación
Transporte marítimo y fluvial de petróleo crudo y subproductos, remolcadores de puerto y remolcadores offshore.

100 UN SIGLO NAVEGANDO JUNTOS
Antares Naviera

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

Antares Naviera

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400/8403
Bouchard 547 | Piso 21 | C1106ABG | Buenos Aires | ARGENTINA
antaresnaviera.com



**PROTEGEMOS Y RECUPERAMOS SUS CAÑERÍAS,
PARA HACER EFICIENTE SU OPERACIÓN
MINIMIZANDO SUS COSTOS OPERATIVOS.**

ZOXI®

Protective Coating

AOG 2017 | 2G-39

Neuquén
Tel.: +54 299 445-7000
Neuquén: Lote 2 Mza "N" - PIN Este

Chubut
Tel.: +54 0297 406-0004
Comodoro Rivadavia: Calle 815 - Acceso Sur

Mendoza
Tel.: +54 299 15 461-7062
Luján de Cuyo

info@zoxisa.com.ar
www.zoxisa.com.ar



Las estadísticas demuestran que una falla en un gasoducto en operación es algo poco frecuente; sin embargo, frente a una falla se debe realizar un análisis exhaustivo de la causa raíz que la provocó para que no vuelva a ocurrir.

Durante 2016, Transportadora de Gas del Sur (TGS) sufrió una falla en servicio en una de sus líneas principales. Esta línea se encuentra en operación desde 1974, es de 30" de diámetro, 8,74 mm de espesor API 5L -X52 MAPO 60 kg/cm², revestimiento asfáltico. La falla es produjo a 5 km de la descarga de una planta compresora.

Como resultado del evento se produjo una fractura longitudinal que afectó 70 m de cañería (Figura 1), produciéndose, además ignición lo que provocó que el material remanente se encontrara en un estado muy degradado haciendo complejo el análisis de falla posterior.

Dadas las características mencionadas y teniendo en cuenta el historial de mantenimientos, las inspecciones internas, los potenciales, las condiciones de operación al momento del evento no resulto posible determinar una causa probable de la falla *in situ*. Por eso se debió aplicar un

Defectos de fabricación: una amenaza creciente en la región

Por *Ing. Mariana Corsico* e *Ing. Sergio Río* (Transportadora de Gas del Sur S.A.)



Figura 1. Cañería afectada por la falla. Zona de falla.

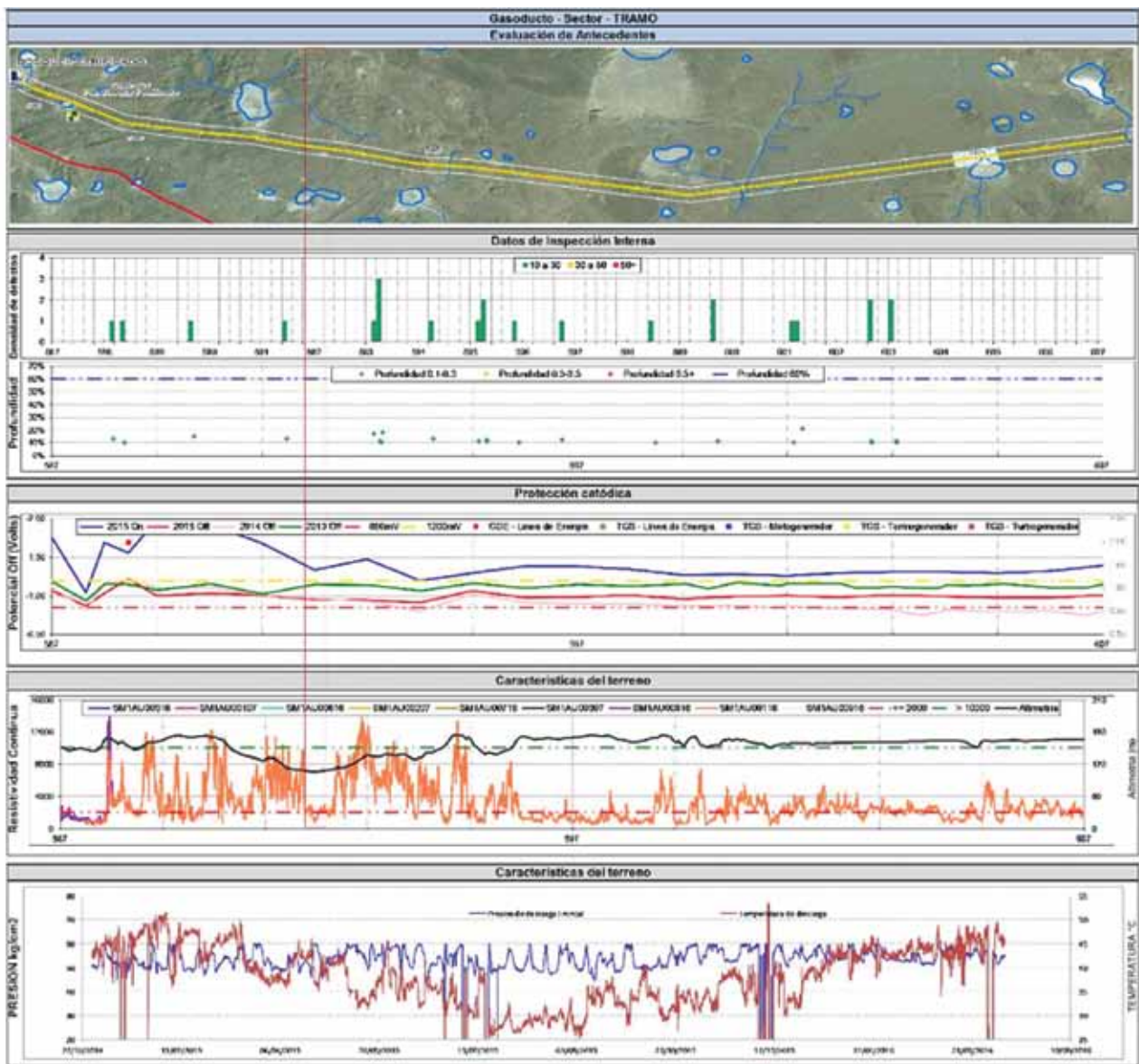


Figura 2. Gráfico de datos alineados. Antecedentes de inspección

protocolo de análisis que contemplase todas las posibles amenazas a la integridad.

Como resultado del análisis se determinó que el gasoducto falló por un defecto de fabricación en la soldadura longitudinal. El objetivo de este trabajo es describir la experiencia de TGS frente a esta falla en un gasoducto de más de 40 años en servicio.

Análisis de antecedentes de la cañería

Una revisión integral de antecedentes con la metodología de datos alineados se llevó a cabo en la zona de falla para identificar las particularidades presente (Figura 2).

Del gráfico alineado de la figura 2 se desprende que el tramo cuenta con 6 inspecciones internas con tecnología MFL y TFI de alta resolución, en los informes de inspección no se informa ningún tipo de defecto en la zona del evento.

Los relevamientos de potenciales anuales históricos indican que la cañería se encuentra protegida.

Dentro de los criterios de aceptación de la NAG 100.

La falla se produjo en una depresión del terreno asociado con valores muy bajos de resistividad.

La presión de operación al momento del evento 59,8 kg/cm², los registros históricos indican que no superó la máxima admitida. (MAPO). La temperatura al momento del evento fue de 45 °C, la máxima es de 50 °C.

Inspección visual in situ

En concordancia con los antecedentes, no se evidenciaron defectos volumétricos en ningún punto de la chapa del material afectado. Tampoco se evidenció actividad de terceros en la zona de falla.

Dado el estado del material por la afectación del fuego (Figura 3), resultó difícil determinar en el campo el punto de inicio de la falla, por lo que se seleccionaron diferentes sitios de interés para realizar análisis de laboratorio.

MÁS TECNOLOGÍA Y PERFORMANCE EN CUALQUIER DESAFÍO PROFESIONAL.

Con más de 145 años de experiencia y referencia en telas workwear, **Cedro Textil** garantiza la mejor calidad de acuerdo a todas las exigencias del mercado. Cedro ofrece la posibilidad de hacer desarrollos de colores y acabados especiales, además, brinda servicios diferenciados a través de un gran equipo técnico y comercial. Tratándose de telas de protección, Cedro tiene exclusividad con la empresa Rhodia, líder mundial en telas ignífugas, por medio de su producto **PROBAN**® provee una línea completa a las Américas. Toda la garantía de Cedro y Rhodia pueden ser identificadas por medio de la marca de agua en los productos originales, avalando la eficiencia y calidad del producto. Con telas de la línea workwear de Cedro, se garantiza un mejor desempeño, mayor comodidad y seguridad.

Para más informaciones acerca de la línea workwear de Cedro, visite:

workwear@cedro.com.br | [telefone \(31\) 3235-5000](tel:(31)3235-5000)

WORKWEAR
PERFORMANCE E TECNOLOGIA

CEDRO
TEXTIL

[/cedrotextil1](#) | [/cedroworkwear](#)

PROBAN



Figura 3. Estado de las chapas luego de la ignición. Estado del material.

Inspección visual bajo condiciones de laboratorio

En el laboratorio se realizaron ensayos de partículas magnéticas a todas las muestras seleccionadas en campo, no se evidenciaron fisuras asociadas al mecanismo de SCC en la superficie del material, superficie de fractura y/o soldaduras.

Como resultado de la inspección se identificó la existencia de un defecto en la soldadura longitudinal de doble arco sumergido de aproximadamente el 50% del espesor en la cara externa de la cañería (Figura 4).

Además, en condiciones de laboratorio se identificaron las marcas del tipo “Chevron” (Figura 5), con diferente orientación a ambos lados del defecto. Esto en campo no se había logrado dado que la superficie de fractura estuvo expuesta a fuego y a daños mecánicos.

Análisis químico y mecánico del material

Se realizaron los análisis químicos y mecánicos de las muestras extraídas. A continuación se detallan los resultados obtenidos.

- Análisis químicos

Método de espectroscopia de emisión por chispa. Material base y soldadura. (Tabla 1).

El material cumple con los requerimientos de composición para acero API 5L X52.

- Ensayos de Tracción. Material base y soldadura. (Tabla 2).

El material base cumple con los requerimientos mecánicos para acero API 5L X52.

En el ensayo de tracción en material de la soldadura la

Muestra	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V
Material base	0,22	0,25	1,24	0,015	0,014	0,01	0,01	0,01	0,01	0,001
Soldadura	0,16	0,45	1,11	0,019	0,020	0,04	0,03	0,02	0,09	0,004
API 5L X52	0,22	0,45	1,40	0,025	0,015					

Tabla 1. Resultados obtenidos en los análisis químicos del material base y de soldadura.



Figura 4. Defecto detectado en costura longitudinal. Defecto.

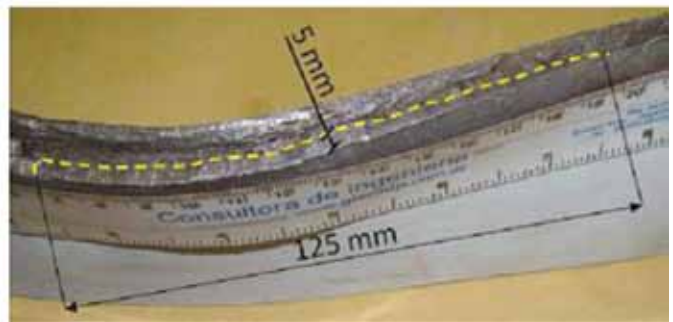


Figura 5. Chevrones identificados en laboratorio. Chevrones.





**PYAT ES DISTRIBUIDOR
Y REPRESENTANTE DE
EMERSON (ex-Pentair)**

**ESPECIALISTA EN
PROVISIÓN INTEGRAL**

PYAT

Provisión y Asesoramiento Técnico S.A.

DISTRIBUIDORES
OFICIALES



EMERSON. **MW** NEWAY



coripa



CASA CENTRAL

Carlos Calvo 2560 C1230AAP

E-mail: central@pyat.com.ar

Tel.: (011) 4010-5200 (Rot.)

Fax: (011) 4010-5244



TÜVRheinland

Certificación
ISO 9001:2008

Muestra	Tensión de fluencia (Mpa)	Tensión de rotura (Mpa)	Alargamiento (%)	Observaciones
Material base	399	549	27,7	-
Soldadura	-	587	-	Fractura dúctil en material base
Referencia API 5L X52	359 - 758	455-758	> 20	-

Tabla 2. Resultados de los ensayos mecánicos del material base y de soldadura.

fractura se produjo de manera dúctil en el material base. Lo que indica que las propiedades mecánicas de las soldaduras son superiores a las del material base.

- Ensayos de dureza. Material base y largo de la soldadura longitudinal.

El promedio de las mediciones sobre el material base da un valor de dureza de 171 HB. Este valor concuerda con lo requeridos para acero API 5L X52.

Además se analizó la dureza en la zona del defecto descartándose la presencia de un *hardspot* (punto duro) en la misma.

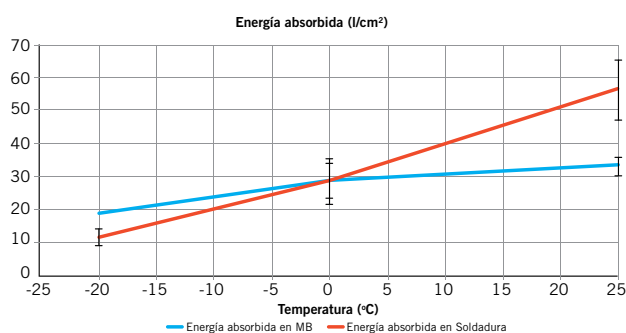


Figura 6. Resultado de los ensayos de impacto.

- Ensayos de impacto del tipo *Charpy*. Material base y soldadura (Figura 6).

Se realizaron los ensayos a tres temperaturas (0 °C, -25 °C, 25 °C).

Tanto el material base como el de soldadura superan el valor mínimo para acero API 5L X52.

Todas las propiedades químicas y mecánicas del material base y de soldadura longitudinal del caño fallado están dentro de los valores admisibles definidos por la norma API 5L de aplicación a la fecha de construcción del gasoducto para el acero X52.

Análisis fractográfico y de microscopio

- Análisis metalográfico en microscopio óptico

En el perfil de falla se evidencian dos zonas bien definidas, una zona plana correspondiente al defecto que ocasionó la falla (iniciador) y otra zona rugosa correspondiente a la propagación rápida (Figura 7a).

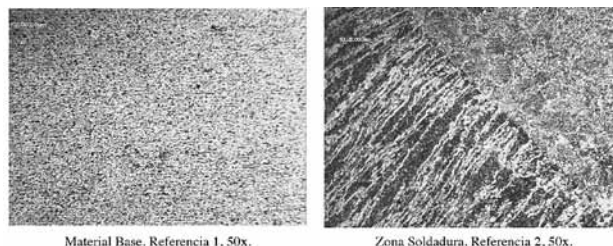


Figura 7a. Caracterización de falla.

Se realizaron distintas probetas con el objetivo de realizar una caracterización metalográfica y microestructural del material y del defecto (Figura 7b).

Se evidenciaron granos deformados y de diferentes tamaños en la superficie de fractura (Figura 8). El origen puede estar asociado a un fenómeno de falta de fusión.

- Evaluaciones mediante microscopía electrónica de barrido (SEM)

Se inspeccionó la superficie de fractura en microscopio de barrido electrónico y se analizó la composición química mediante EDAX.

Se observa una diferencia de coloración que podría indicar la diferencia en tiempo de existencia de las dos zonas en el defecto (Figura 9).

Superficie de fractura, zona de propagación. Referencia D (Figura 10). Se observan estrías del orden del micrón, señaladas por flechas. SEM, 10000X. Las estrías podrían estar relacionadas con un proceso de fatiga. Esta

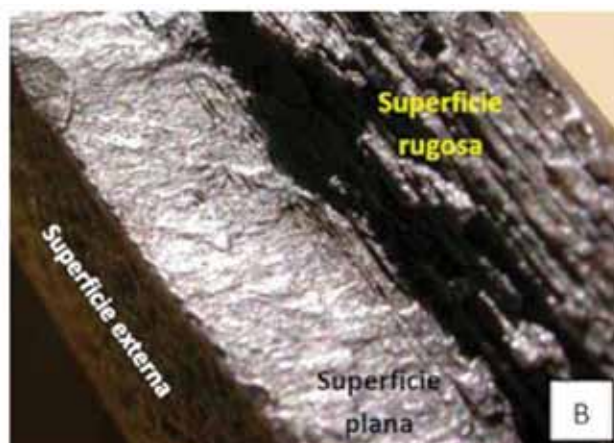


Figura 7a. Perfil de falla.

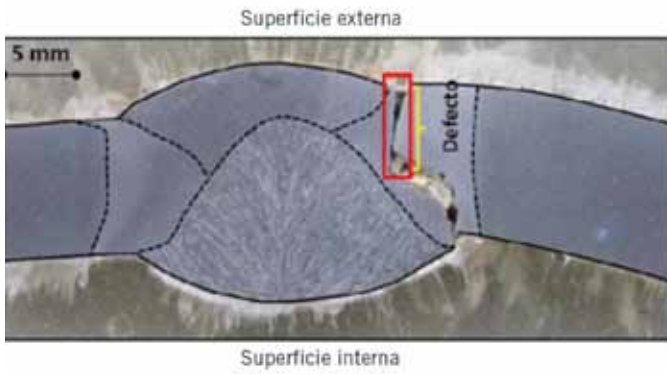


Figura 8. Caracterización de superficie de fractura. Zona de defecto

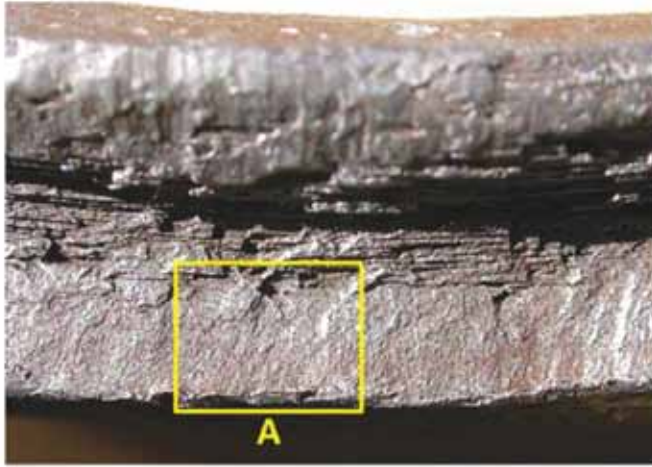
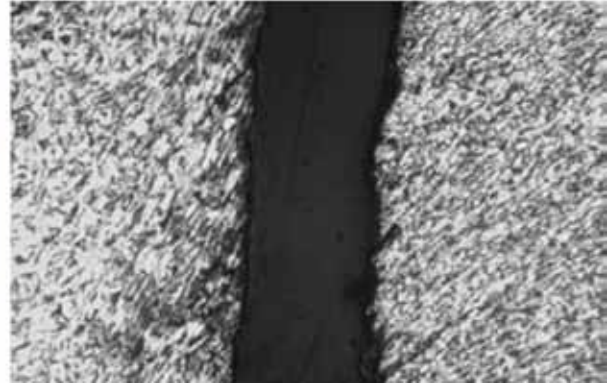
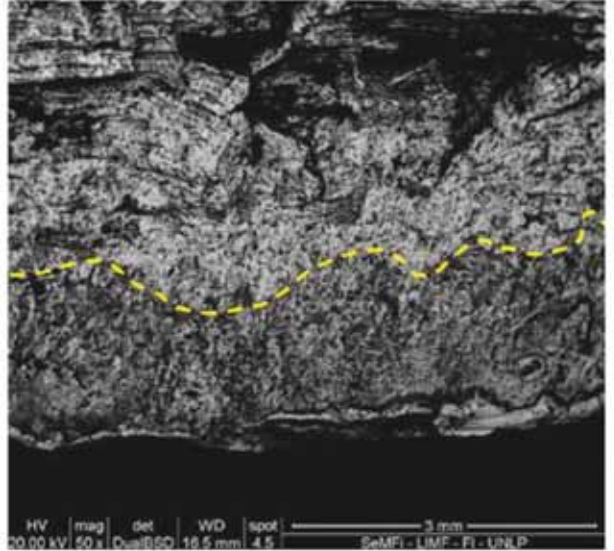


Figura 9. Diferencia de coloración en la zona de defecto.



hipótesis requiere de análisis complementarios para ser confirmada.

Como resultado los análisis EDAX (Figura 11), sobre el defecto evidencia una alta cantidad de silicio y oxígeno que pueden atribuirse a la escoria producida durante el proceso de soldadura.

Element	Wt %	At %
O K	35.18	53.84
NaK	2.21	2.35
MgK	1.36	1.37
AlK	7.70	6.99
SiK	25.67	22.37
P K	0.44	0.35
ClK	0.19	0.13
K K	2.24	1.40
CaK	1.23	0.75
TiK	0.34	0.17
MnK	0.27	0.12
FeK	23.17	10.15
Total	100.00	100.00

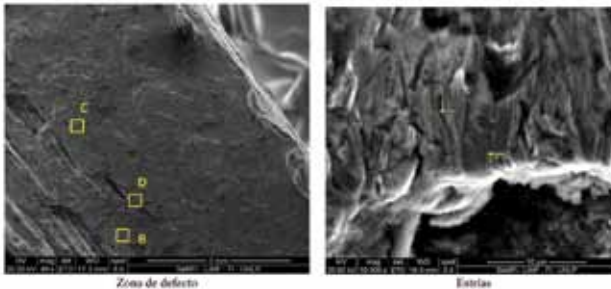


Figura 10. Caracterización de superficie de fractura.

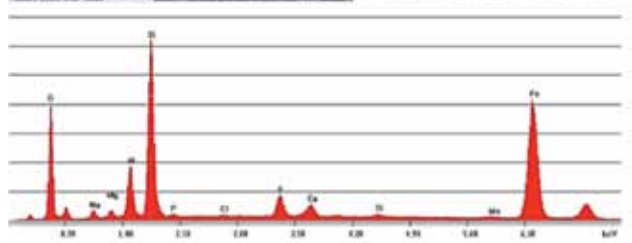


Figura 11. Análisis EDAX.

Se identificó la existencia de un defecto plano de aproximadamente 5 mm de profundidad y 125 de longitud en la soldadura longitudinal (lado externo). Este defecto corresponde al iniciador de la falla. El defecto fue originado en el proceso de soldadura DSAW durante la fabricación del caño. El origen del defecto podría estar relacionado con fusión en la soldadura o posible *weld toe crack*.

Diagnóstico e identificación del mecanismo de falla

Si bien se identificó como iniciador de la falla un defecto en soldadura longitudinal, resulta difícil determinar el fenómeno que produjo el crecimiento hasta el colapso.

El control de calidad, la inspección, la prueba hidráulica previa a la puesta en servicio deben garantizar que no haya defectos volumétricos o defectos tipo fisura significativos remanentes en una tubería. Sin embargo, los defectos que no se detectaron antes de la puesta en servicio pueden

llegar a ser importantes a lo largo del tiempo, debido a los mecanismos de crecimiento que podrían asociarse.

Se identificaron dos hipótesis de crecimiento:

Hipótesis 1

- En la zona de iniciación de la rotura se aprecian al menos tres sectores separados por franjas más o menos longitudinales: falta de fusión en la zona superior del espesor (superficie externa), propagación por fatiga desde la falta de fusión hacia la superficie interior del ducto y colapso del ligamento hasta alcanzar la superficie interior del ducto.
- La morfología de propagación de la fisura es típica de un proceso subcrítico de crecimiento en servicio por fatiga, debido a la amplitud de las variaciones cíclicas de presión durante 42 años de operación del gasoducto.

Hipótesis 2

- Inicio de la fractura a partir de discontinuidad concentradora de tensiones en la soldadura longitudinal de la cañería y propagación fisuras múltiples.
- Mecanismo de daño: fatiga mecánica (LCF y HCF).
- Causas físicas: (eventos preliminares)
 - Discontinuidades concentradoras de tensiones en soldadura DSAW.
 - Interferencia con zona de escurrimiento de agua.
 - Deformación en frío del caño.
 - Baja tenacidad del material.
 - Anisotropía del material (segregaciones, inclusiones no metálicas, bandeados).
 - Vibraciones originadas en la estación compresora próxima.
 - Ciclos de presión del gas normales.
 - Relación D/t elevada.

La fatiga de bajo ciclos (LCF) puede ocurrir cuando, por efecto de deslizamientos del terreno por lluvias o sismos, se producen deformaciones plásticas importantes (arrugas), varias veces (del orden de 3 a 50 ciclos) en la vida del ducto. Mientras que la fatiga de altos ciclos (HCF) corres-

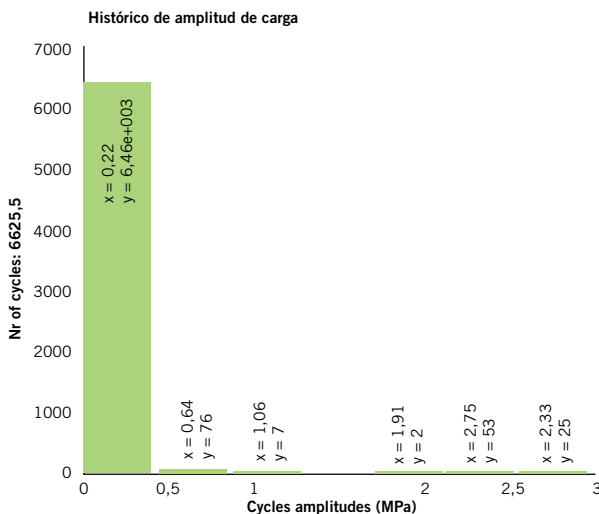


Figura 13. Modelación del defecto s/API 579.

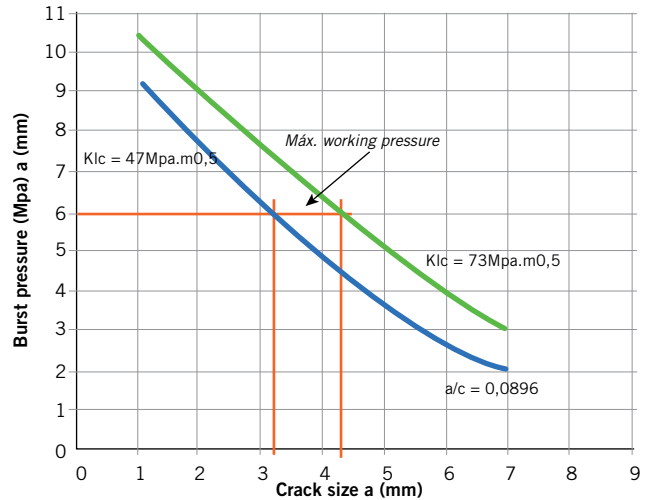


Figura 12. Modelación del defecto s/API 579.

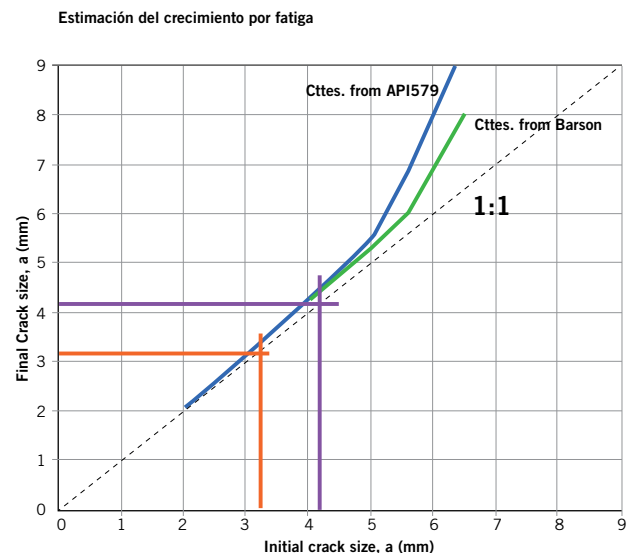
ponde a la asociada con pulsos de presión o vibraciones de alto número de ciclos.

De un primer análisis surge que la hipótesis de crecimiento más importante está asociada a fatiga, aunque no pudo observarse claramente la incidencia de este fenómeno en los análisis de microestructura realizados.

Consideraciones adicionales

Según los valores de *charpy* obtenidos y la relación profundidad/longitud medida se modeló, mediante API 579, el tamaño de defecto que a la presión operativa del ducto produciría una falla (Figura 12). Dependiendo de las consideraciones realizadas el valor estimado se encuentra entre 3,2 a 4,2 mm de profundidad.

Por otro lado, en base a registros histórico de presiones en el ducto de los 10 años anteriores a la falla se realizó el cálculo de ciclos de carga y en función de la ley de París, se determinó que, para los tamaños de grietas iniciales calculados, no se espera un crecimiento significativo del defecto debido a la fatiga (Figura 13).



Tampoco es esperable que el crecimiento pueda estar asociado a fatiga de bajo ciclo relacionada con el medio, dado que la cañería se encontraba en una zona del terreno estable.

Como resultado de los análisis realizados podemos indicar que la falla se produjo por la presencia de un defecto de fabricación asociado a un mecanismo de crecimiento que se encuentra en etapa de análisis.

Medidas implementadas como estrategia de mitigación de riesgo

En base a las características de la falla, TGS ha realizado distintos análisis de causa raíz con grupos especializados en este tipo de anomalías y obtuvo resultados similares. En la actualidad estos análisis, además, están siendo auditados por un ente internacional.

Hasta que no se completaron todos los análisis y las acciones mitigatorias propuestas, se implementó una reducción de la MAPO de la línea en un 5%.

A partir del análisis de parámetros, de ubicación, terreno, operación e integridad históricos y al momento del evento se identificaron áreas con características similares a lo largo del ducto. Se seleccionaron 20 de zonas para evaluación directa, donde se realizaron ensayos de partículas magnéticas y *Phase Array*.

Se analizaron las tecnologías de inspección internas presentes en el mercado para identificar este tipo de defectos. Se decidió realizar una campaña de inspección con tecnología EMAT a 700 km de gasoductos, que actualmente está en ejecución.

Conclusiones

Todas las propiedades químicas y mecánicas del material base y de la soldadura longitudinal del caño fallado están dentro de los valores admisibles definidos por la norma.

Durante las distintas etapas de análisis se descartaron posibles causas de daño como es SCC, *hardspot*, corrosión axial, corrosión general, daños por terceros.

Se identificó la existencia de un defecto plano de aproximadamente 5 mm de profundidad y 125 de longitud en la soldadura longitudinal (lado externo). Este defecto corresponde al iniciador de la falla. El defecto fue originado en el proceso de soldadura DSAW durante la fabricación del caño. El origen

del defecto podría estar relacionado con fusión en la soldadura o posible *weld toe crack*.

Como resultado de los análisis realizados podemos indicar que la falla se produjo por la presencia de un defecto de fabricación asociado a un mecanismo de crecimiento en etapa de estudio.

Atento a antecedentes de la industria se observa un incremento de fallas debidas a defectos en soldaduras longitudinales, queda pendiente el debate para determinar cuál es el mecanismo de crecimiento que produce el colapso, ya que estos defectos superaron las pruebas preoperacionales y los mecanismos de crecimiento, como la fatiga, que no resultan fácilmente demostrables para el caso de cañerías de transporte de gas a alta presión. ■

Shaping the future.

El futuro necesita energía. Por eso, Wintershall trabaja en la exploración, la producción y el desarrollo de yacimientos nuevos de petróleo y gas. Con tecnología de última generación e importantes socios. Disponemos de una amplia experiencia regional y tecnológica, sobre todo en Europa, el Norte de África, América del Sur, Rusia y la región de Medio Oriente. Como el mayor productor de petróleo y gas de Alemania, velamos por un suministro energético seguro. Para hoy y para el futuro.

www.wintershall.com

A subsidiary of
BASF
We create chemistry

Diagnóstico por biología molecular para la mitigación de la biocorrosión en instalaciones de petróleo y gas

Por *Walter A. Vargas, María Clara Pagliaricci, María Juliana González, Carla Montero, Guillermo R. Carfi y Walter Morris* (YPF-Tecnología S.A.)

La correcta planificación de los programas de mitigación de los efectos de la biocorrosión en las instalaciones de hidrocarburos requiere de un diagnóstico correcto y temprano de las comunidades microbianas que causan la degradación de los materiales. Este trabajo tiene como objetivo presentar el desarrollo de estrategias de diagnóstico innovadoras que permitan una caracterización más precisa y completa del microbioma presente.

En su mayoría, la producción de petróleo en la Argentina presenta cortes de agua superiores al 20%. Los yacimientos convencionales maduros, 70% de la producción de YPF, utilizan la metodología de recuperación secundaria que requiere la inyección de agua a la formación con el fin de aumentar su productividad. Mientras que, el desarrollo de yacimientos No Convencionales, requiere de la inyección de grandes volúmenes de agua en las operaciones de fractura hidráulica. Luego, al poner estos pozos en producción se genera una corriente de fluido multifásico (gas, petróleo y agua) que es separada y tratada en las instalaciones de superficie: *Early Production Facility* (EPF), Baterías, Plantas de Tratamiento de Crudo (PTC) y Plantas de Inyección de Agua (PIA).

El incremento de fase acuosa circulando por las instalaciones genera un ambiente propicio para el desarrollo de poblaciones microbianas. El crecimiento y la propagación de estas poblaciones traen aparejados graves problemas durante el proceso de explotación:

- Biocorrosión, corrosión inducida por microorganismos (MIC): afecta principalmente a la integridad estructural del equipamiento.

- Disminución en la calidad del crudo: aumento de H_2S (agriamiento) e incremento de sólidos disueltos (Sulfuros de Hierro, FeS).
- Interrupción del flujo por reducción en la permeabilidad de la formación: altera la eficacia de la inyección de agua para el desplazamiento del petróleo.
- Riesgo a la salud humana: incremento del contenido de H_2S en las corrientes gaseosas de las instalaciones, como pozos, baterías y plantas de tratamiento.
- Problemas operativos: obstrucciones de cañerías, filtros y ensuciamiento de tanques por acumulación de lodo biológico.

El tratamiento con biocidas es la estrategia de mitigación comúnmente utilizada. La eficiencia y la eficacia de estos tratamientos depende del diagnóstico previo de los microorganismos involucrados para el diseño correcto del agente químico, su concentración y su frecuencia de dosificación.



Actualmente las metodologías más utilizadas implican el desarrollo de cultivos microbianos y la determinación de su potencial biocorrosivo *in vitro*. Estas metodologías son engorrosas y los resultados no son inmediatos. Sin embargo, la biología molecular presenta herramientas que pueden adaptarse al diagnóstico microbiano y brindar respuestas rápidas para el monitoreo continuo. De esta manera se podrían generar herramientas para asistir a la mitigación de la biocorrosión en instalaciones de O&G.^{1, 2, 3, 4, 5, 6}

Desarrollo

El trabajo se realiza a partir de la extracción de muestras de un circuito de producción de yacimientos No Convencionales de petróleo en la Argentina representado en la figura 1. Las muestras corresponden a las siguientes corrientes:

- Agua de captación para la fractura hidráulica (Punto 1).
- Agua proveniente de la formación No Convencional, llamada agua de *flowback*, que ingresa a instalación EPF (Punto 4).

En el momento de muestreo, los puntos analizados no presentaban tratamiento con biocida.

Metodología

Obtención y procesamiento de muestras. Las muestras se recolectaron en las instalaciones y, en el caso de las muestras de fluidos de producción, se separaron por decantación la fase acuosa de la oleosa. Las muestras acuosas

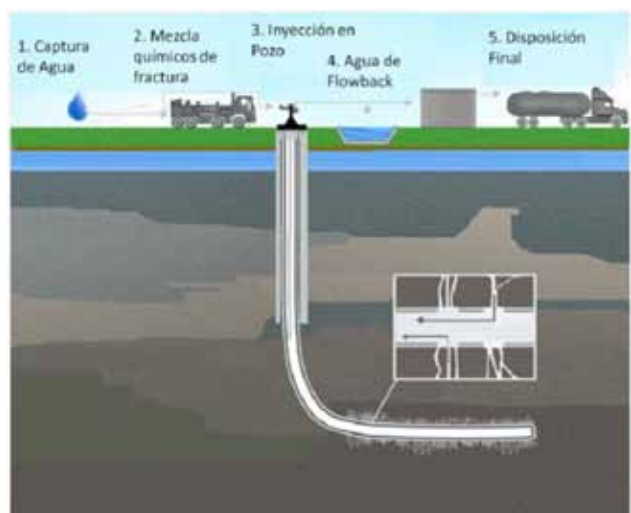


Figura 1. Circuito de agua en yacimientos no convencionales.

se filtraron a través de membranas de nitrocelulosa de 0,22 μm de poro y se preservaron en frío hasta su procesamiento.

NMP. Se llevaron a cabo los protocolos para recuento de bacterias aeróbicas totales (BAT) y bacterias sulfato reductoras (BSR), de acuerdo al método estándar NACE TM-194: 2014 "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems". La salinidad de los caldos de cultivo utilizados se determinó a partir de las mediciones realizadas de conductividad.

Método DAPI. DAPI (4',6'-diamidino-2-fenilindol) es un agente intercalante que cuando interactúa con el ADN de doble hebra emite fluorescencia con un máximo

de emisión a 461 nm. Para realizar la tinción, primero es necesario realizar la fijación de los microorganismos de la muestra. La fijación se logra mediante la adición de 70 µL de solución de formaldehído 37% p/V sobre una alícuota de 1,5 ml de muestra líquida, 4 h a 4 °C. Luego, se diluye el contenido en aproximadamente 15 ml de agua acidificada estéril con H₂SO₄ (pH 2) para mantener en solución posibles interferencias de sales y facilitar la filtración. Posteriormente, las muestras fijadas son filtradas por membranas GTTP 0,25 de 0,22 µm de diámetro de poro. La tinción con el colorante DAPI de los microorganismos fijados se lleva a cabo sobre una porción de las membranas fijadas.

Método FISH. Este método permite la cuantificación de diversos grupos filogenéticos mediante la utilización de oligonucleótidos de ADN de aproximadamente 18 a 20 pb (pares de bases) marcadas con moléculas fluorescentes llamadas sondas, que hibridan específicamente con una región complementaria del ARN 16S del ribosoma procarionota. En este trabajo se utilizaron las sondas EUB338 específica para el dominio Bacteria y la sonda ARC915 específica para el dominio Arqueas, ambas marcadas con el fluorocromo CY3 cuyo pico de emisión se encuentra aproximadamente en 565 nm y se visualiza con un filtro rojo. Para realizar la hibridación con las sondas, las muestras deben ser fijadas y filtradas como se detalló en el método DAPI.

Extracción de ADN. En esta etapa se utilizó el kit de extracción de ADN PowerSoil DNA isolation kit siguiendo las instrucciones del fabricante. Además, para encontrar la forma más eficiente de ruptura celular se introdujeron tres variables al protocolo para favorecer la lisis y liberación del contenido celular: mecánicos (vortex), físico (temperatura), químicos (detergentes). Sin embargo, no se observaron diferencias tanto en la cantidad como en la calidad del ADN extraído. Por lo tanto, para proceder con el desarrollo técnico se realizó la ruptura mediante el tratamiento térmico, ya que es menos agresivo para las muestras de ADN.

Concentración e integridad del ADN extraído. Las concentraciones de ADN fueron determinadas mediante absorbancia a 260 nm, y utilizando el Quant-iT™ PicoGreen® DNA Assay Kit (Invitrogen) de acuerdo con las instrucciones detalladas por el fabricante. La integridad del ADN se determinó luego de electroforesis en geles de agarosa posterior a la tinción con agentes intercalantes.

Metagenómica. Esta metodología de Biología Molecular permite el estudio de la totalidad de los genes de un ambiente. En este estudio se realizó un análisis metagenómico con un amplicon, en el cual se amplifica y se prepara la muestra para generar una biblioteca solamente del gen de interés. En este caso, el gen de interés es el gen 16S rARN que permite la identificación de microorganismos procarionotes: bacterias y arqueas. En la figura 2 se detallan las etapas del proceso necesario para la obtención del análisis. Para la secuenciación se usan métodos de nueva generación (NGS) Illumina y Pirosecuenciación.

Se realizó la preparación de las muestras de amplicones para establecer la secuencia las regiones variables V4-V5 del gen 16S rARN a partir del ADN genómico extraído. En la "1er PCR" se preparan las bibliotecas a partir de 10 ng de ADN, en las siguientes condiciones: 3 min a 95 °C, 20 ciclos (95 °C 30 s, 50 °C 30 s, 72 °C 30 s), 5 min de 75 °C y conservación a 4 °C. Posteriormente, usando los pares de primers V3 y V4 el tamaño esperado del amplicon es aproximadamente 550

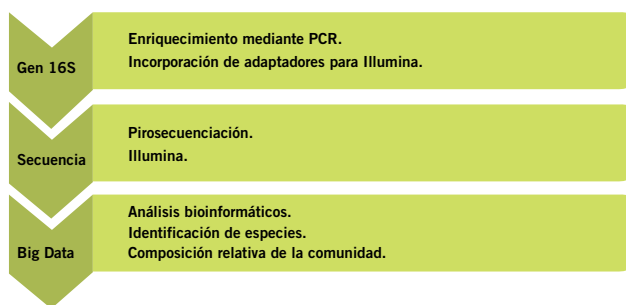


Figura 2. Etapas análisis metagenómica.

pb. Luego de la purificación de los productos, una segunda ronda ("2da PCR") de amplificación permite identificar cada muestra mediante la adición de una secuencia diferente, "index". Las condiciones de la "2da PCR" son las siguientes: 3 min a 95 °C, 6 ciclos (95 °C 30 s, 50 °C 30 s, 72 °C 30 s), 5 min de 75 °C y conservación a 4 °C. Una vez generadas las bibliotecas, la concentración de ADN fue determinada con el Quant-iT™ PicoGreen® DNA Assay Kit (Invitrogen) de acuerdo con las instrucciones detalladas por el fabricante (*high range curve – half area plate*). Para verificar la calidad del pool se corrió 1µL en el 2100 Bioanalyzer (Agilent Technologies) utilizando el High Sensitivity DNA Kit.

Ensayo qPCR. La técnica de reacción en cadena de la polimerasa en tiempo real o cuantitativa (qPCR) es utilizada para cuantificar bacterias en muestras ambientales y se ha utilizado en muchos estudios de corrosión inducida por microorganismos (MIC).^{7, 8} En esta técnica se usan marcadores generales, taxonómicos y funcionales. En este caso, para el gen 16S rARN en Bacterias y Arquea se utiliza el marcador *dsrAB*.

Resultados y discusión

A continuación se exponen los resultados obtenidos de los ensayos realizados.

a. Parámetros físico químicos

En la tabla 1 se visualiza las determinaciones de pH, conductividad y temperatura *in situ* de las muestras analizadas. La formación no convencional genera una corriente acuosa, llamada agua de *flowback*, con elevada salinidad y reducido pH respecto al agua dulce utilizada para la operación de fractura.

Muestra	Conductividad (µS/cm)	TDS (ppm)	pH	T °C <i>in situ</i>
Captación de agua	473	303	8,26	14
Agua de <i>flowback</i>	120.900	77376	5,46	22,3

Tabla 1. Parámetros físico químicos de las muestras estudiadas.

b. Recuento microbiano por técnicas de cultivo, NMP

En la tabla 2 se presentan los resultados de los recuentos por NMP para BAT y BSR en la muestra del agua de *flowback*.

Los recuentos obtenidos no informan un crecimiento microbiano considerable de bacterias aeróbicas y bacterias sulfato reductoras en el agua de producción, *flowback*.

Energía es crecimiento



La energía es necesaria para el desarrollo y el progreso.

Trabajamos responsablemente para contribuir con el crecimiento del país.

ExxonMobil, líder en el desarrollo seguro y eficiente en reservorios de gas y petróleo no convencionales.

ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.

La energía vive aquí™

Muestra	Bacteria/ml	
	BAT 7 días a 37 °C	BSR 28 días a 37 °C
Agua de <i>flowback</i>	1 x 10 ²	<1, Negativo

Tabla 2. Recuentos de bacterias aeróbicas totales (BAT) y sulfato reductoras (BSR) por NMP.

c. Recuento microbiano por microscopia de Epifluorescencia, método DAPI y FISH

La presencia de microorganismos en las muestras de agua tomadas en las instalaciones de producción fue analizada mediante las metodologías de tinción por DAPI y FISH. El recuento total de bacterias obtenido luego de la tinción con DAPI permitió determinar una concentración de 7 x 10⁸ células/ml microbianas en el agua de *flowback*. La figura 3 representa el análisis microscópico realizado. Los resultados de la metodología de FISH indicaron que entre un 90% y un 100% de los microorganismos presentes en la muestra corresponden a bacterias por la hibridación con la sonda EUB 338, mientras que la sonda ARQ 915 no mostró hibridaciones significativas para el dominio Arquea.

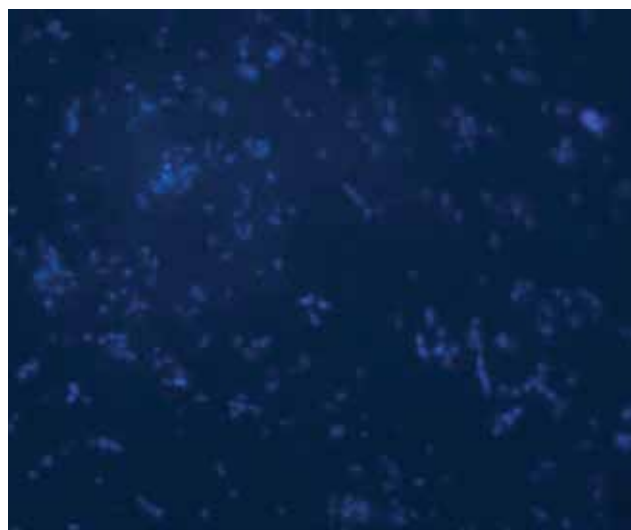


Figura 3. Imagen de Microscopio de Epifluorescencia de muestra de ensayo DAPI para células totales. Luego de la tinción, los filtros fueron visualizados al microscopio con una magnificación de 100X.

d. Identificación del microbioma presente en las muestras a partir del ADN extraído

Para la puesta a punto de las metodologías basadas en biología molecular, se procedió a la optimización del método de extracción de ADN de acuerdo con lo descrito en la metodología. Se determinó que lo más eficiente es la utilización del kit de extracción con un paso previo de ruptura celular calentando 10 min a 70 °C. En la tabla 3 se describen las concentraciones de ADN extraído a partir de las muestras correspondientes al punto de captación de agua y al agua de *flowback*. Los resultados demuestran un incremento considerable en el contenido de ADN de las muestras a la salida del pozo (agua de *flowback*) con respecto al agua de captación utilizada en la fractura hidráulica.

Muestra	Concentración ADN [ng/ml]
Captación de agua	100
Agua de <i>flowback</i>	1400

Tabla 3. Resultados de concentración de ADN por métodos espectrofotométricos.

Esto indica que la formación estimula la proliferación bacteriana, o bien, se produce el arrastre de microorganismos nativos de la formación.

Por otra parte, se analizó la integridad del ADN extraído mediante la visualización en geles de agarosa para determinar la calidad del ADN y la factibilidad de su utilización en las determinaciones metagenómicas posteriores. Las imágenes presentadas en la figura 4 demuestran la elevada integridad del ADN evidenciada por la presencia de una banda de alto peso molecular similar al del cromosoma bacteriano.

e. Análisis metagenómico de las muestras

Una vez confirmada la calidad y la integridad del ADN obtenido se procedió al estudio metagenómico de la población microbiana. Mediante las reacciones de PCR consecutivas se generaron las bibliotecas finales conteniendo fragmentos de ADN de doble hebra de aproximadamente 630 pb correspondiéndose al producto de amplificación de la región variable del gen 16S rARN.

Los resultados obtenidos se resumen en las tablas 4 y 5. Allí se detalla la información taxonómica relativa de los microorganismos identificados por el análisis del metagenoma de las muestras de ADN procesadas luego de la pirosecuenciación. Se consideran relevantes aquellos microorganismos con un porcentaje relativo superior al 2%. En las figuras 5 y 6 se grafica la diversidad taxonómica porcentual de cada muestra.

Los resultados obtenidos demuestran una diferencia sustancial en la composición del microbioma presente en ambas muestras. La población de microorganismos detectados en la muestra de la captación de agua está dominada principalmente por microorganismos de agua dulce y aeróbicos (Tabla 4). Mientras que el análisis taxonómico de los microorganismos presentes en las muestras de agua de *flowback* reveló que el 94,8% de la población se corresponde con una única especie bacteria correspondiente al género *Halanaerobium* sp. (Tabla 5). Este género de bacterias presenta características fisiológicas muy particulares como ser halotolerantes, hipertermófilas, anaeróbicas, tiosulfato reductoras (BTSR) y degradadoras de goma guar.⁹

El análisis comparativo de las comunidades bacterianas presentes en ambas muestras demuestra un cambio drástico en la diversidad microbiana entre ambos entornos ecológicos. De esta manera, se deduce que el incremento de la con-

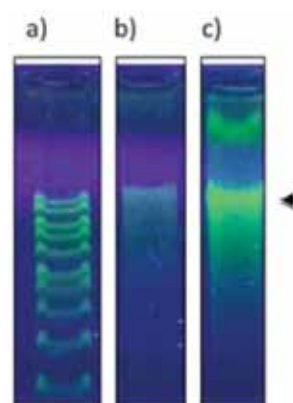


Figura 4. Resultado de evaluación de integridad de ADN en electroforesis en gel de agarosa.

a) Marcador de peso molecular b) Captación de agua c) Agua de *flowback*. La flecha indica la posición de la banda correspondiente al ADN genómico.

Taxonomía	% en agua Captación	Descripción
k_Bacteria; p_Proteobacteria; c_Betaproteobacteria; o_Burkholderiales; f_Comamonadaceae; g_Limnohabitans	32,18%	Bacteria Gram (-). Betaproteobacteria, abundante en agua dulce y pH neutro, componente típico del plancton en agua de lagos. Es sensible a la salinidad y acidez.
k_Bacteria; p_Bacteroidetes; c_Flavobacteriia; o_Flavobacteriales; f_Flavobacteriaceae; g_Flavobacterium	21,76%	Bacteria Gram (-). Aerobio, típicos en agua dulce y salada
k_Bacteria; p_Bacteroidetes; c_Cytophagia; o_Cytophagales; f_Cytophagaceae; g_Arcicella	12,95%	Bacteria Gram (-). Aeróbica, no motiles y polimórficas.
k_Bacteria; p_Actinobacteria; c_Actinobacteria;		Bacterias planctónicas de agua fresca.
o_Actinomycetales; f_Microbacteriaceae; g_Rhodoluna laticola	12,88%	Por su tamaño difícil distinguir por tinción de Gram.
k_Bacteria; p_Actinobacteria; c_Actinobacteria; o_Actinomycetales; f_ACK-M1; g_Micrococcineae	6,22%	Bacteria Gram (+). Bacterias que viven en el suelo.
k_Bacteria; p_Bacteroidetes; c_Flavobacteriia; o_Flavobacteriales; f_Cryomorphaceae; g_Fluviicola	2,06%	Bacteria Gram (-). Aeróbica, presente en agua fresca y no puede crecer en ambientes con mucho sodio.

Tabla 4. Resultados del análisis metagenómico del agua de captación.

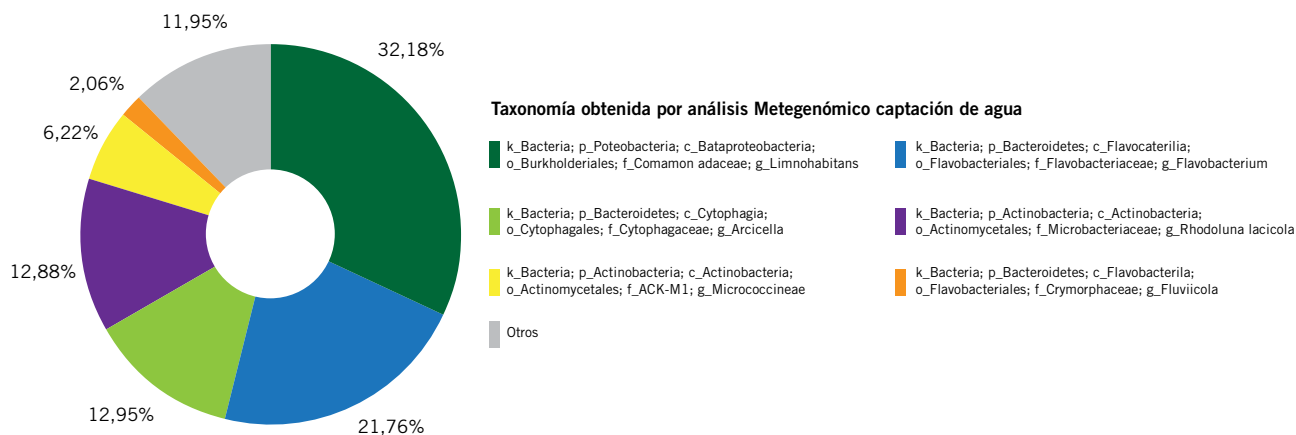


Figura 5. Diversidad taxonómica porcentual en la muestra de agua de captación.

centración de ADN en la muestra de agua de *flowback* se debe al arrastre de las especies microbianas autóctonas de la formación, ya que no se evidencia la sobrevida de las bacterias provenientes de la fuente de agua dulce, agua de captación.

De acuerdo con lo descrito por Liang *et al.* (2016), la ecología microbológica del agua de producción del Shale de Barnett (yacimiento de producción No Convencional en Estados Unidos) está compuesta principalmente por



EDVSA
Ingeniería y Construcción

INGENIERÍA CONSTRUCCIÓN SERVICIOS

Somos una empresa multidisciplinaria, con amplia experiencia en la ejecución de proyectos en la industria del petróleo, la energía y minería, con 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



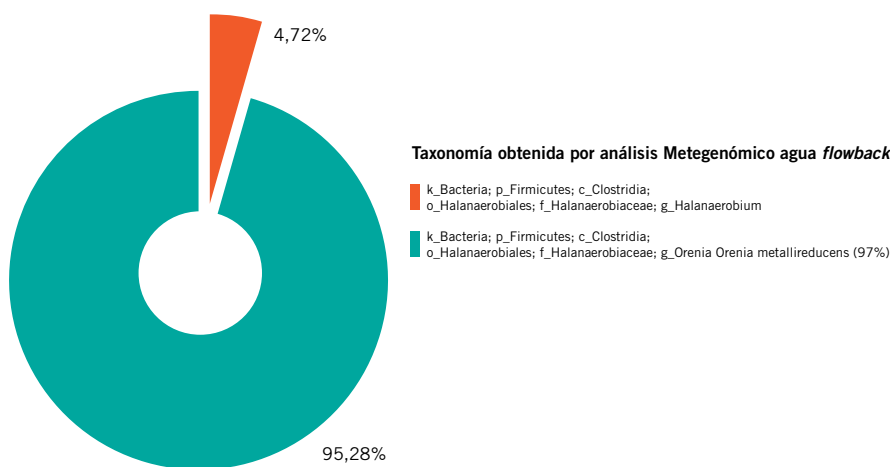


Figura 6. Diversidad taxonómica porcentual en la muestra de agua de *flowback*.

Halanaerobium sp., bacteria halófila y sulfidogénica del orden Halanaerobiales que se desarrollan en condiciones de alta salinidad y en presencia de compuestos de azufre ($S_2O_3^{-2}$, SO_4^{-2} , HS⁻). Los estudios de caracterización de este género, realizados en dicho trabajo, demuestran que esta bacteria puede degradar la goma guar, polisacárido utilizado en el fluido de fractura, para producir sulfuros y acetato en condiciones de alta salinidad, cuando dispone de tiosulfato como receptor de electrones. Las BTSR catalizan la corrosión de acero al carbono de instalaciones de producción de petróleo como ha sido demostrado por Magot *et al.* (1997) y Liang *et al.* (2014). Además, en el artículo de Liang *et al.*, se realiza una evaluación de la eficiencia de biocidas para mitigar la cepa *Halanaerobium sp.* DL-01, donde se demuestra que las estrategias de mitigación de MIC basadas en compuestos de amina cuaternaria (QAC) son más efectivas que las de glutaraldehído y THPS.

f. Desarrollo de protocolo de qPCR para determinación de porcentaje de bacterias y arqueas totales

Se realizó una extracción de ADN genómico de un cultivo de bacterias de la cepa *E. coli* BL21 (utilizada como cepa de referencia para bacterias) y de la cepa *H. volcanii* (utilizada como referencia de arquea) de acuerdo al protocolo de Tavares *et al.* (2004). Para definir los límites de detección del método y construir las curvas de cuantificación se evaluaron 5 diluciones desde 10 ng a 10 fg del ADN bacteriano utilizado como molde. El valor de Ct (*Cycle threshold*) obtenido en cada corrida fue relativizado a un estándar interno colocado en todas las determinaciones. Las curvas de cuantificación se realizaron por duplicado graficando el valor promedio de Ct para cada concentra-

ción del gen seleccionado *versus* el logaritmo del número de bacterias presentes en cada dilución muestra (teniendo en cuenta una concentración de 6×10^8 bacterias por μg de ADN genómico).

La estimación realizada contempla como supuestos que todas las bacterias presentes en la muestra poseen una sola copia del gen seleccionado para la cuantificación y que sus genomas son todos haploides.

Conclusiones

La estrategia metodológica desarrollada se evaluó en campo mediante el estudio de un circuito de una instalación de O&G de producción No Convencional, contrastándola con los resultados de procedimientos tradicionales de recuento por dilución seriada (NMP). Del análisis comparativo de los resultados se destaca la alta sensibilidad y robustez de los métodos de biología molecular empleados, en particular la de los ensayos metagenómicos. Por lo expuesto, se confirma que la información obtenida por los métodos de biología molecular supera al diagnóstico mediante técnicas tradicionales de cultivo, NMP.

A partir del análisis global de los resultados podemos inferir que la formación productiva de petróleo No Convencional genera corrientes acuosas con elevada salinidad y reducido pH. Además, desde el punto de vista microbiológico, el microbioma del agua de *flowback* presenta una mayor concentración de ADN respecto al agua de captación, pudiendo extrapolar dicha característica a una mayor concentración de biomasa que se corrobora con un recuento elevado de células totales por método DAPI.

Los resultados del análisis metagenómico permiten ca-

Taxonomía	Agua de <i>flowback</i>	Descripción
k_Bacteria; p_Firmicutes; c_Clostridia; o_Halanaerobiales; f_Halanaerobiaceae; g_Halanaerobium	94,8%	Bacteria Gram (-). Sulfidogen, Tiosulfato reductora (BTSR). Esta especie puede degradar la goma guar utilizada en los fluidos de fractura, para producir acetatos y sulfuros en medios de 10% NaCl y 37°C. Para mitigar los efectos de la generación de acetato y sulfuros. El biocida más eficiente es la amina cuaternaria en comparación con el glutaraldehído y el THPS. Los metabolitos generados (acetato y sulfuros) presentes en el FBW al retornar a la superficie generan corrosión por picado en las instalaciones. ⁷
k_Bacteria; p_Firmicutes; c_Clostridia; o_Halanaerobiales; f_Halobacteroidaceae;	4,70%	Bacteria Gram (+). Bacteria Tiosulfato Reductora, 97% similar a <i>Orenia sp.</i> , recientemente caracterizada. (Dong <i>et al.</i> 2016)

Tabla 5. Resultados del análisis metagenómico del agua de *flowback*.

racterizar la población microbiana presente en la instalación y su composición relativa. En el agua de *flowback* el microbioma es menos diverso respecto al agua de captación con una presencia mayoritaria (94,8%) del género *Halanaerobium* sp. Este género incluye especies anaeróbicas y tiosulfato reductoras que no serían detectadas mediante las determinaciones de recuento por NMP diseñadas para BAT y BSR. En este caso particular, es imperante diseñar un método eficaz para la detección y el monitoreo de este género bacteriano. Dicha importancia radica en la criticidad de estos microorganismos para la integridad de las instalaciones, ya que son capaces de producir sulfuros de hierro y H₂S (a partir de tiosulfato) acompañado por la generación de ácidos que catalizan la corrosión de los componentes de acero al carbono.⁹

La calidad de la información generada permite:

- Diseñar una estrategia de mitigación apropiada seleccionando un biocida adecuado para las especies críticas identificadas.
- Diseñar estrategias de monitoreo mediante qPCR para seguimiento de las poblaciones microbianas críticas incluyendo bacterias totales, arqueas, BSR y BTSR. ■

Agradecimientos

Agradecemos a Negocio No Convencional Loma Campana, YPF, en especial a Oscar Arias, Fernando Belich, Luis Babusi y Marina Arana por el apoyo y colaboración en la realización de este estudio; a Sede y Laboratorio móvil de Porpant Y-TEC Neuquén; a Martín Feuerschvenger y Simón Marco por facilitarnos las instalaciones y su colaboración en los ensayos de campo; Programas Tecnológicos de Y-TEC: Programa de Integridad de Instalaciones y Programa de Biotecnología Industrial.

Referencias

1. K. Sørensen, T.L. Skovhus, J. Larsen, "Techniques for enumerating microorganisms in oilfields," in International Symposium on Applied Microbiology and Molecular Biology in Oilfield Systems (ISMOS-2), C. Whitby, T.L. Skovhus, eds. (New York, NY: Springer, 2009).
2. API RP 38: "Recommended practice for biological analysis of subsurface injection waters third edition (r 1982)".
3. NACE TM 212 (2012): "Detection, Testing, and Evaluation of Microbiologically Influenced Corrosion on Internal Surfaces of Pipelines".
4. NACE TM 194 (2014): "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems".
5. Skovhus-Caffrey-Hubert Eds. "Applications of Molecular Microbiological Methods". Caister Academic Press, 2014.

6. NACE Publicación n°5738 (2015): "Secuenciación de microbiomas en campos de petróleo-Puede el Metagenoma ayudar a combatir MIC?".
7. NACE Publicación n° 5493 (2005): "Application of Quantitative, Real-Time PCR in Monitoring Microbiologically-Influenced Corrosion (MIC) in Gas Pipelines".
8. NACE Publicación n° 10252 (2010): "Consortia of MIC bacteria and archaea causing pitting corrosion in top side oil production facilities".
9. R. Liang (2016): "Metabolic Capability of a Predominant *Halanaerobium* sp. in Hydraulically Fractured Gas Wells and Its Implication in Pipeline Corrosion". *Front. Microbiol.*, 22 June 2016, | <http://dx.doi.org/10.3389/fmicb.2016.00988>



Del Plata
ingeniería

Empresa de ingeniería y servicios con más de 40 años de experiencia en la industria de la energía, gas y petróleo.

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN
Plantas Llave en Mano (TKP - EPC)
Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica
Procesos Industriales

TURBOMÁQUINAS
Overhaul de Turbinas y Motores
Upgrade Integral
Operación y Mantenimiento - LTSA

SISTEMAS DE CONTROL
Turbomáquinas y Plantas Industriales
Provisión Llave en Mano
Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE
Perforación - Workover - Pulling
Registro - Monitoreo - Perf. Automático
Registrador Electrónico - WITSML

Del Plata Ingeniería
+(54 223) 481 6969 - Argentina
info@dpisa.com.ar - www.dpisa.com.ar

Vaca Muerta:

Por **Hugo Giampaoli**
y **Alejandro Gagliano** (GiGa Consulting)

balance de siete años de desarrollo



Un balance acerca de la actividad generada alrededor del desarrollo de los recursos no convencionales en el país, desde el anuncio internacional de las posibilidades y los alcances de su explotación.

El desarrollo del *shale gas* y del *shale oil* ha provocado una revolución en el mundo, al punto de ser parcialmente responsable de una sobreoferta que estimuló una estrepitosa caída del precio del petróleo en 2014, que aún estamos sufriendo.

La Argentina es uno de los cuatro países en el mundo que desarrolla sus recursos de *shale*, con el desarrollo de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, proceso iniciado por YPF en julio de 2010 con la puesta en marcha del pozo LLLK.x-1.

Luego de siete años, se han perforado 734 pozos y la producción a junio de 2017 es de 37,296 barriles por día - bbl/d (5,929 metros cúbicos por día - m³/d) de petróleo y 209.8 millones de pies cúbicos por día - MMcf/d (5.94 millones de metros cúbicos por día - MMm³/d) de gas que representan un 8% del total de petróleo producido en el país y un 5% de la producción nacional de gas.

El movimiento económico asociado tuvo un gran impacto en la región, y las expectativas generadas llevaron la discusión a los titulares de los diarios y llegaron a la sociedad temas que habitualmente están reservados a los expertos. Surgieron movimientos en pro y en contra el desarrollo de Vaca Muerta y se generó un ámbito de discusión en los hogares.

En este trabajo se hace un análisis del proceso de desarrollo al evaluar las producciones obtenidas y las expectativas futuras, las áreas de mayor actividad, los actores involucrados, la geometría de pozos y su evolución en el tiempo, los tiempos de perforación, el hidrocarburo objetivo y otros aspectos que permiten entender la historia reciente y preparar a la industria para los próximos pasos.

Un análisis comparativo con los rendimientos y los costos logrados en Estados Unidos pone en perspectiva el punto actual de madurez del desarrollo de Vaca Muerta y las posibilidades de emular el éxito logrado en Eagle Ford, Bakken, Marcellus, Haynesville y, más recientemente en el Permian.

Los resultados de los análisis de pozos tipo y sus económicos son una muestra del desafío que la industria y el país tienen por delante para convertir el recurso del *shale* en el generador de un proceso de crecimiento de impacto nacional.

Introducción

Hacia fines de la primera década del siglo, se comienza a gestar una revolución tecnológica en los Estados Unidos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías en reservorios de ultra baja permeabilidad. La posibilidad de realizar y de controlar adecuadamente múltiples fracturas en pozos horizontales y el soporte económico dado por un precio de los hidrocarburos sin precedentes le dieron vuelo a la industria. Al inicio fue el desarrollo del *shale gas* de diferentes cuencas el que provocó un incremento de la actividad que trajo aparejado una crisis de precios por exceso de oferta. La experiencia obtenida y el equipamiento desarrollado se fueron trasladando paulatinamente hacia otros plays con contenido de petróleo y gas-condensado.

El resultado superó las expectativas más optimistas y revirtió la tendencia declinante de la producción que se observaba desde la crisis de mediados de los años ochenta. Hacia 2012, no solo se había revertido la caída permanente de la producción, sino que se inició un explosivo crecimiento de la misma que catapultó la producción de los 5.7 millones de bbl/d (0.9 millones de m³/d) hasta los 9.7 MMbbl/d (1,5 MMm³/d), que sumados a un incremento también notable de los productos licuables llevó a los Estados Unidos a estar a la altura de los dos grandes productores mundiales, como Arabia Saudita y Rusia.

El derrumbe de 2014 generó una crisis en la industria que se vio reflejada en la producción alcanzando valores mínimos a mediados de 2016. A partir de entonces, con la recuperación parcial del precio, sumado a notables mejoras en la productividad y reducciones en los costos de los servicios, impulsaron nuevamente la producción hasta llegar, en agosto de 2017, a los máximos precrisis.

Motivados por este cambio de paradigmas, la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) publicó en 2011 un informe con el potencial de *shale gas* de una gran cantidad de cuencas hidrocarburíferas del mundo, entre las que se encontraba en un lugar preponderante la Cuenca Neuquina y su roca generadora principal, Vaca Muerta.

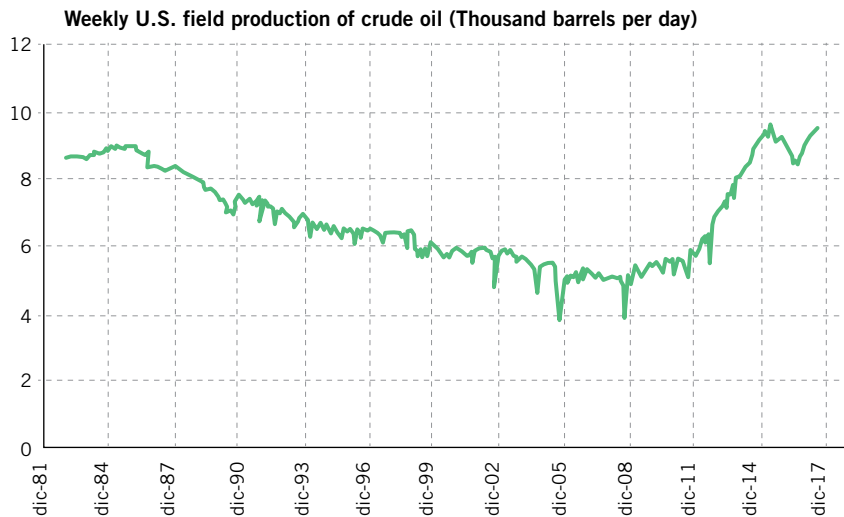


Figura 1. Producción de petróleo – US.

Desde entonces, la industria se ha focalizado en Vaca Muerta como uno de los *plays* más prometedores del mundo, lo que generó una gran actividad y puso el tema en la agenda diaria no solo de los argentinos sino de la industria en general, ejemplo de ello son los compromisos de compañías, como Dow; Shell, Exxon, Petronas y otros grandes jugadores que no estaban actuando en el sector de E&P.

Este trabajo recopila información pública de más de 730 pozos perforados y expone el resultado del análisis de producción, eficiencia en los tiempos de perforación y la expectativa de reservas asociadas. El análisis económico indica que los pozos verticales no han resultado ser rentables, mientras que los resultados más recientes de pozos horizontales son prometedores teniendo en cuenta que aún hay un amplio margen para evolucionar en la curva de aprendizaje.

Desarrollo

En junio de 2010, YPF profundizó el pozo Loma La Lata Karst – x1 (LLLK-x1), fue el primer pozo con producción de *shale gas*. Posteriormente, en noviembre de ese mismo año, YPF profundizó el pozo Loma La Lata – 479 (LLL-479) y obtuvo el primer pozo productor de *shale oil*, inició así esta nueva etapa en el desarrollo del play.

Desde entonces YPF ha sido el actor mayoritario del *shale* en la Argen-

tina responsable de 622 de los 734 pozos (85%). Otros operadores han sido partícipes en el desarrollo de Vaca Muerta, de acuerdo con el detalle de la figura 2, pozos por operador.

El área de mayor desarrollo de Vaca Muerta es Loma Campana, que incluye los yacimientos de Loma Campana propiamente dicho y el sector norte de Loma La Lata. En esta zona se concentra el 70% de los pozos y el 76% de la producción de petróleo, sobre una superficie de aproximadamente 33 km x 7 km.

La figura 3 confirma a YPF como un actor preponderante, situación que se observa desde 2014. En el último semestre hubo una mayor participación de otros operadores.

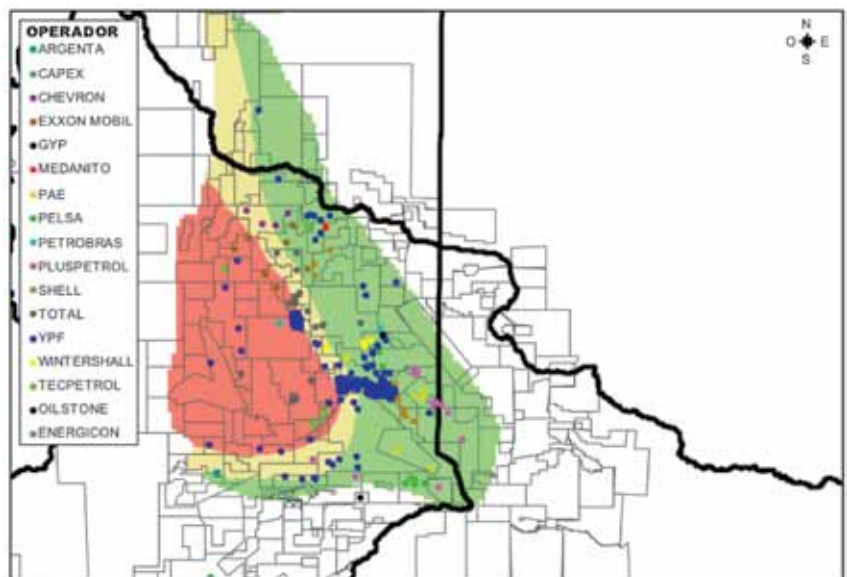


Figura 2. Pozos por operador.

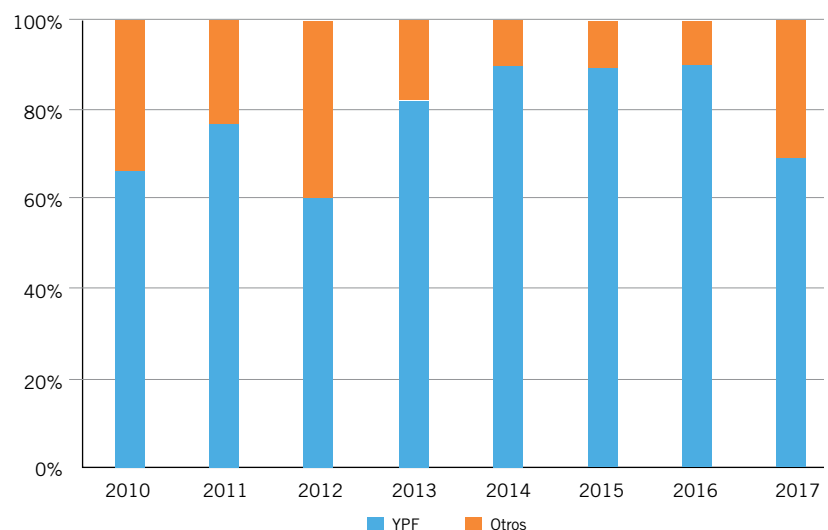
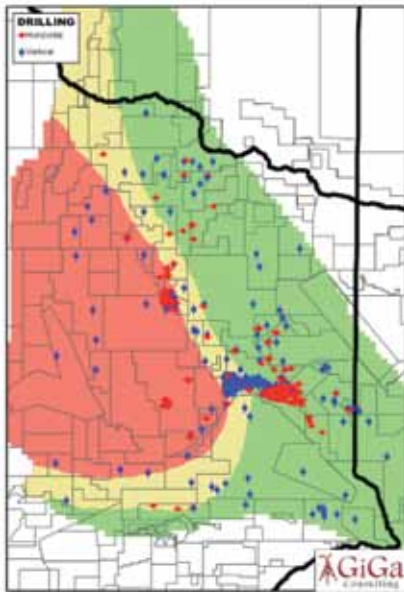


Figura 3. Actividad principal operador.



Geometría	Nº de pozos
Horizontal	224
Vertical	510
Total general	734

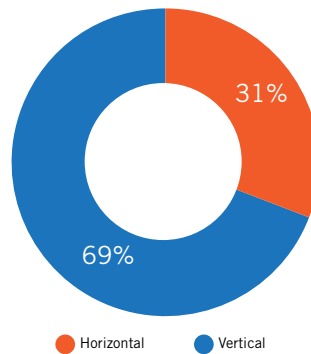


Figura 4. Tipos de pozo según su geometría.

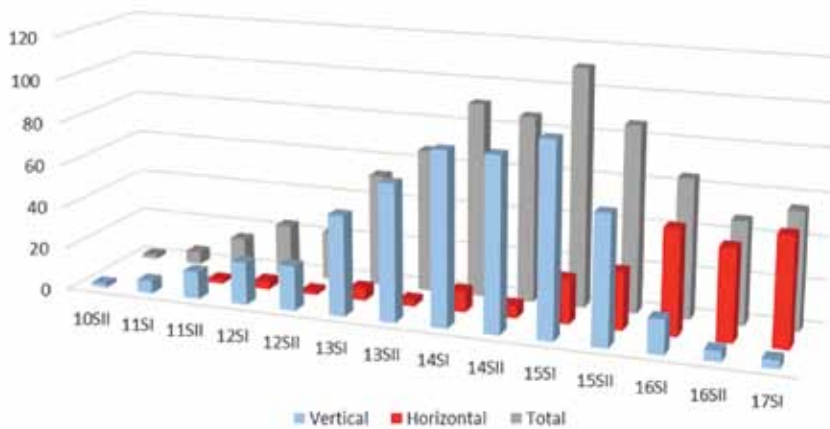


Figura 5. Pozos perforados por semestre.

En Vaca Muerta inicialmente el desarrollo fue mediante pozos verticales con el fin de atender el inusual espesor de la formación de interés. YPF fue el principal impulsor de esta tendencia hasta que en 2015 quedó en evidencia que no se lograría la rentabilidad por esa vía y migró hacia pozos horizontales.

Hasta ese momento se contabilizan 224 pozos horizontales, el 31% del total (Figura 4).

Luego de los primeros cinco años de esfuerzos para el desarrollo de Vaca Muerta mediante la perforación de pozos verticales, se podía pensar que para continuar desarrollando el *shale*, los operadores debían enfocarse en la perforación de pozos horizontales. Esto sucedió a principios del 2016 cuando la cantidad de pozos hori-

zontales perforados superó a los verticales hasta alcanzar, actualmente, una proporción del 93% de los pozos perforados. En la figura 5, pozos perforados por semestre, se presentan los

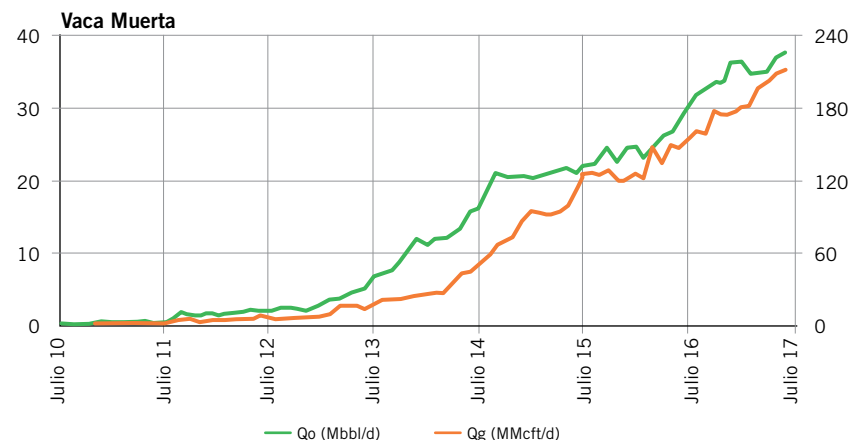


Figura 6. Mapa de inversiones.

zozos perforados por semestre desde comienzos del desarrollo.

En la figura 5 también puede observarse que luego de dos años de una caída continua en la actividad, el primer semestre de 2017 muestra una leve recuperación. A continuación, en la figura 6, se presenta un mapa de los principales proyectos anunciados por los operadores en Vaca Muerta que permite inferir que este incremento en la actividad se consolidará en el futuro inmediato. Los colores de los cuadros corresponden a las zonas de fluido (gas, petróleo negro o petróleo volátil).

La producción de Vaca Muerta alcanza los 37,296 bbl/d (5,929 m³/d) de petróleo y 209.8 MMcft/d (5.94 MMm³/d) de gas. En la figura 7, producción Vaca Muerta, se lee la producción de petróleo (curva verde en miles de bbl/d –Mbb/d) en el eje izquierdo y la de gas (curvas roja, en millones de cft/d – MMcft/d) en el derecho.

Objetivo hidrocarburos líquidos

Pozos verticales

El aumento en la actividad generó un aprendizaje que permitió bajar los tiempos de perforación y consecuentemente, los costos, aunque en el último trimestre parece haberse detenido el proceso de mejora y aún se encuentra muy alejado de lo que se obtiene en las cuencas de referencia de los Estados Unidos. En la figura 8, tiempos de perforación pozos verticales, se observa que el promedio de días de perforación desciende desde 2011 hasta llegar a los actuales 28 días en el caso de los pozos verticales.

La curva de aprendizaje que se ob-

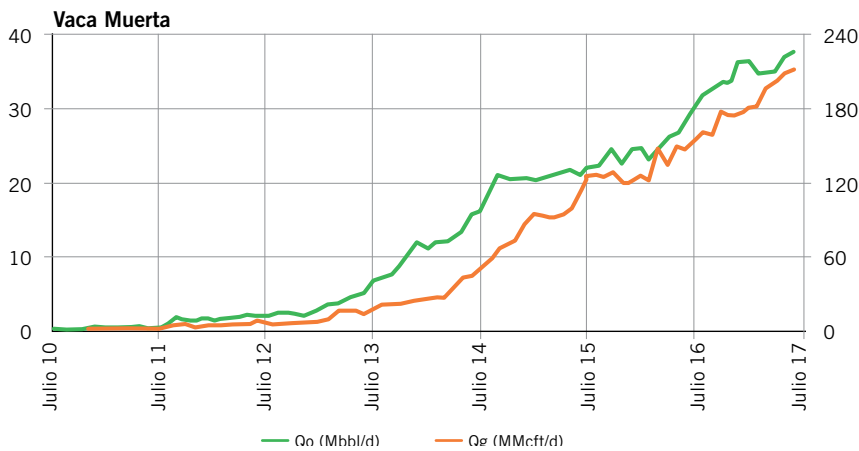


Figura 7. Producción Vaca Muerta.

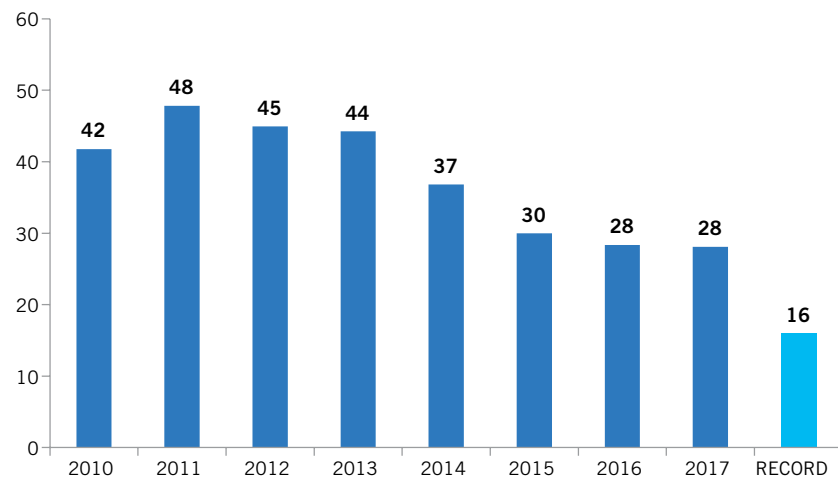


Figura 8. Tiempos de perforación pozos verticales.

serva en los tiempos de perforación no fue acompañada por un incremento en los rendimientos de producción inicial.

La evolución de los caudales iniciales se presenta en la figura 9, caudales iniciales petróleo - verticales.

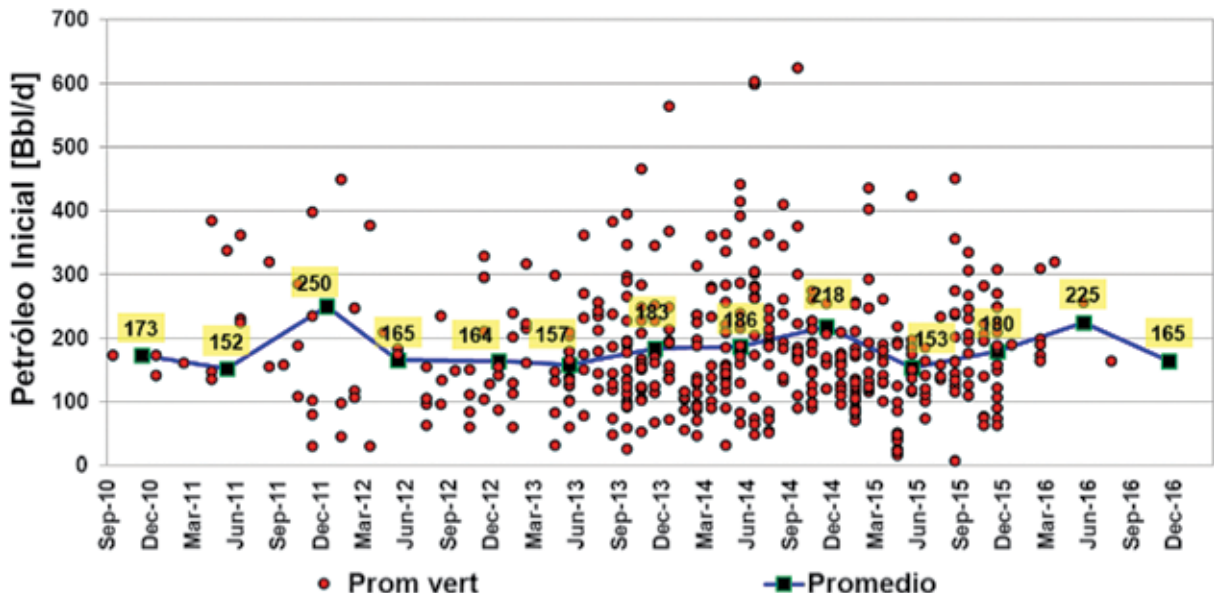


Figura 9. Caudales iniciales petróleo - verticales.

Los pozos verticales han mostrado resultados por debajo de las expectativas luego de un comienzo esperanzador. En los inicios de la perforación se obtuvieron algunos buenos resultados, por lo que se esperaba que, con mejor conocimiento de las zonas y con las técnicas adecuadas de terminación se hubiesen obtenido resultados que justificaran un desarrollo basado en pozos verticales. Sin embargo, con el tiempo, las curvas de producción mostraron comportamientos peores que los previstos. Muchos pozos que parecían haber alcanzado tendencias estables de declinación, cayeron bruscamente. Otros nunca abandonaron la fuerte declinación exponencial inicial, en algunos casos la causa pudo haber sido el reducido espaciamiento en algunas zonas que habría dado lugar a interferencias.

El caso más emblemático del bajo rendimiento de pozos verticales se da en la porción sur de LLL, donde entre 2014 y 2015 se perforaron más de 130 pozos, de los que solamente dos superarían la EUR de 150 Mbbbl, y 71 pozos estarían por debajo de 50 Mbbbl (Figura 11).

Pozos horizontales

El aumento en la actividad generó un aprendizaje que permitió bajar los tiempos de perforación y consecuentemente los costos, aunque se encuentren muy alejado de lo que se obtiene en las cuencas de referencia de los Estados Unidos. En la figura 12, tiempos de perforación pozos horizontales. se

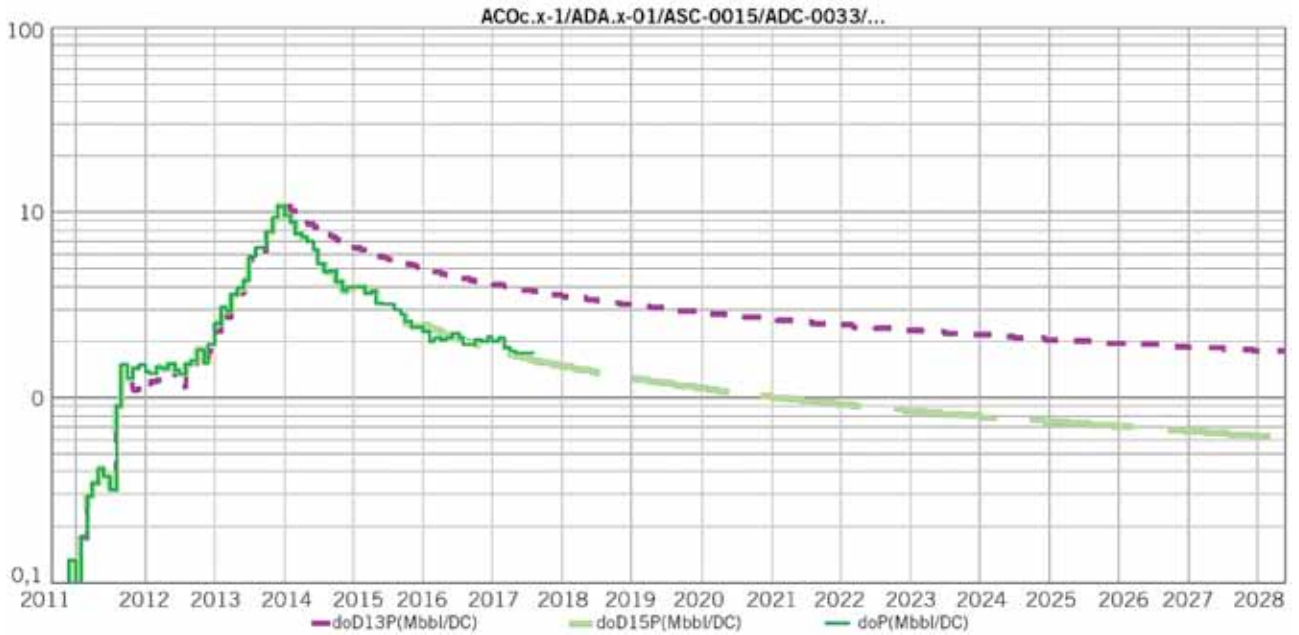


Figura 10. Pronóstico diciembre-13 y diciembre-15, pozos verticales.

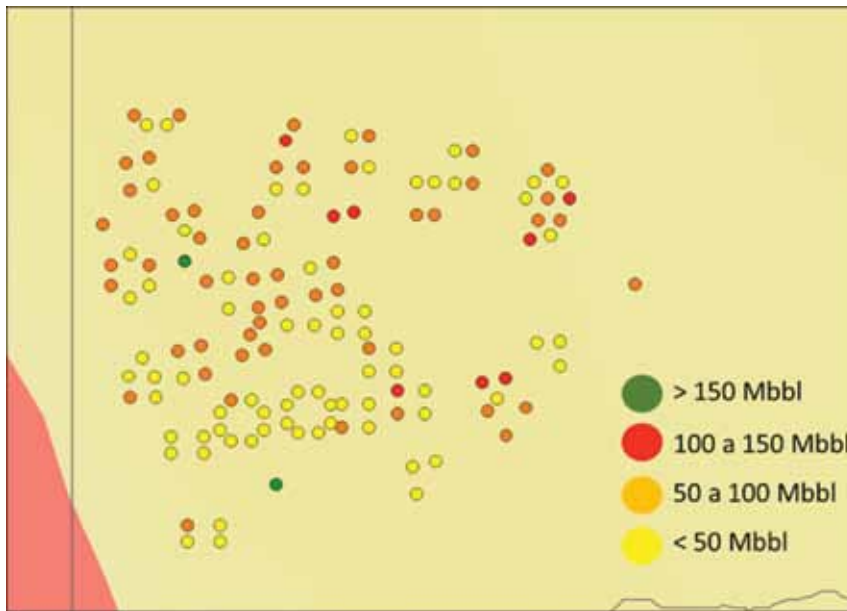


Figura 11. EUR zona sur LLL.

resultados para apreciar la tendencia creciente. En la figura 14, caudales iniciales petróleo – horizontales, se observa que desde mediados de 2015 los caudales iniciales se estabilizaron en torno a los 525 bbl/d. Considerando que los pozos productores generalmente alcanzan sus picos de producción en el tercero o cuarto mes, la campaña de 2017 podría no haber alcanzado su máximo aún. Como referencia han sido graficados, los promedios de los pozos verticales (línea celeste).

Aun teniendo conocimiento de las incertidumbres asociadas, se realizó un ejercicio de extrapolación del comportamiento a 30 años con el fin de conocer el orden de magnitud de la recuperación final esperada (EUR

observa que los tiempos de perforación han bajado y que el promedio de los pozos perforados en 2017 es de 31 días. El récord en Vaca Muerta corresponde al pozo LLL-1281(h) perforado este año en tan solo 17 días.

Más aún si se tiene en cuenta que se ha incrementado la longitud lateral de los pozos. En la figura 13 se muestran el promedio de metros avanzados por día en cada semestre.

Para analizar los caudales iniciales de los pozos horizontales, se agruparon por semestre y se graficaron sus

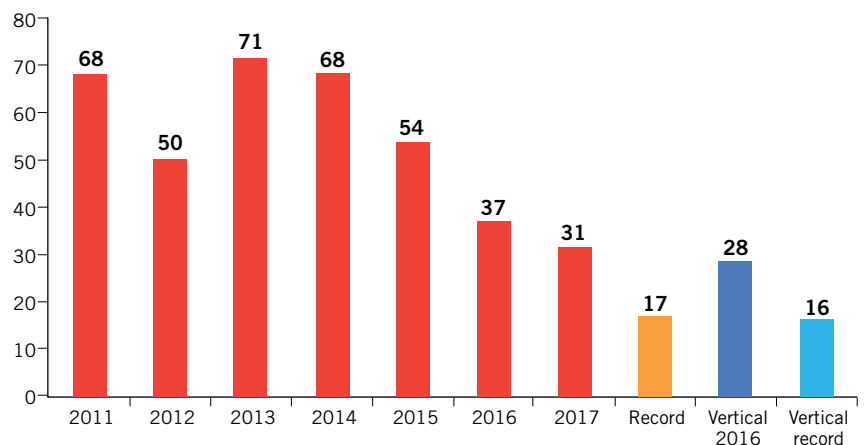


Figura 12. Tiempos de perforación pozos horizontales.

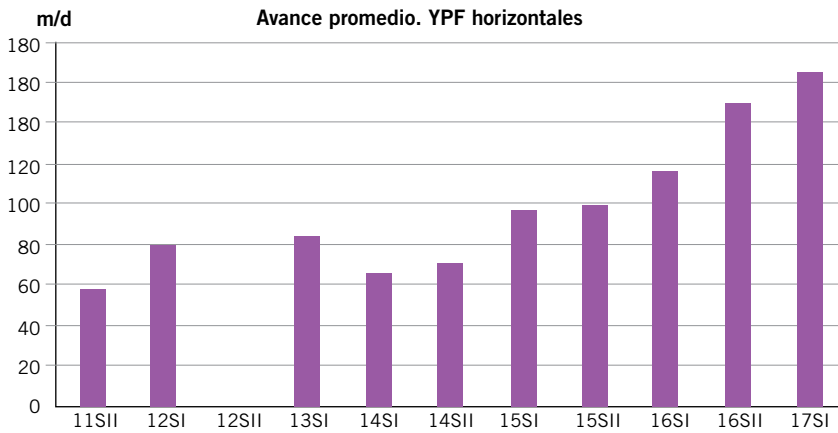


Figura 13. Avance promedio.

Comparación con otros Play de los Estados Unidos

A continuación se compara el pozo horizontal medio de Vaca Muerta con *Eagle Ford*.

Uno de los operadores líderes de *Eagle Ford* publica los resultados de sus campañas de perforación y analiza la producción acumulada en los primeros 360 días de vida. Agrupados en los grandes sectores, se observa que año a año han mejorado los rendimientos (Figura 18).

Una gráfica similar para Vaca Muerta con pozos perforados en 2016 señala que existen pozos que alcanzan

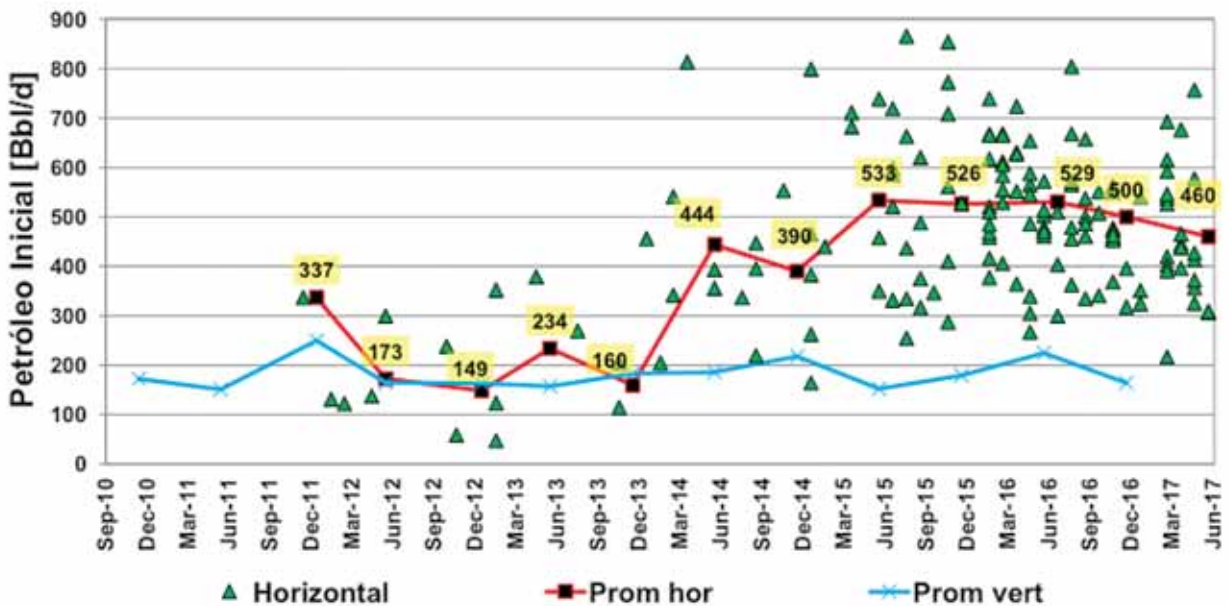


Figura 14. Caudales iniciales petróleo - horizontales.

por sus iniciales en inglés). Los valores están expresados en Mboe (en miles de barriles de petróleo equivalente). El valor medio de EUR para los pozos verticales es 120 Mboe mientras que los horizontales alcanzarían los 463 Mboe. En la figura 15, se presenta el gráfico de EUR para pozos horizontales con el correspondiente promedio semestral y el promedio de los verticales.

Para comprender el significado económico de los resultados hasta aquí logrados, se realizó un análisis de rentabilidad mediante flujo futuro de fondos (*cash-flow*) para distintos pozos horizontales. Del análisis surgió que el pozo tipo de los pozos perforados en la zona de Petróleo Negro tendría una rentabilidad antes de impuesto a las ganancias mayor al 13% bajo los supuestos empleados.

- Precio petróleo de 50 US\$/Bbl

- Precio de gas escalonado desde 7,5 US\$/MMBTU
- Regalía del 12%
- Otros impuestos 4,5%
- OPEX promedio 8 US\$/boe
- CAPEX 10 MMUS\$

los mejores rendimientos de *Eagle Ford*. Esto indica que, desde el punto de vista de los resultados de producción, Vaca Muerta está demostrando ser un *play* de clase mundial (Figura 19).

Otro indicador de calidad y eficiencia del desarrollo está dado por

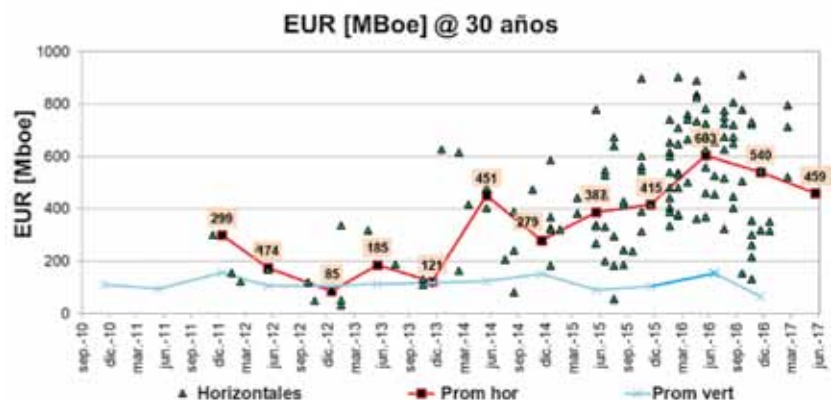


Figura 15. EUR promedio horizontales.

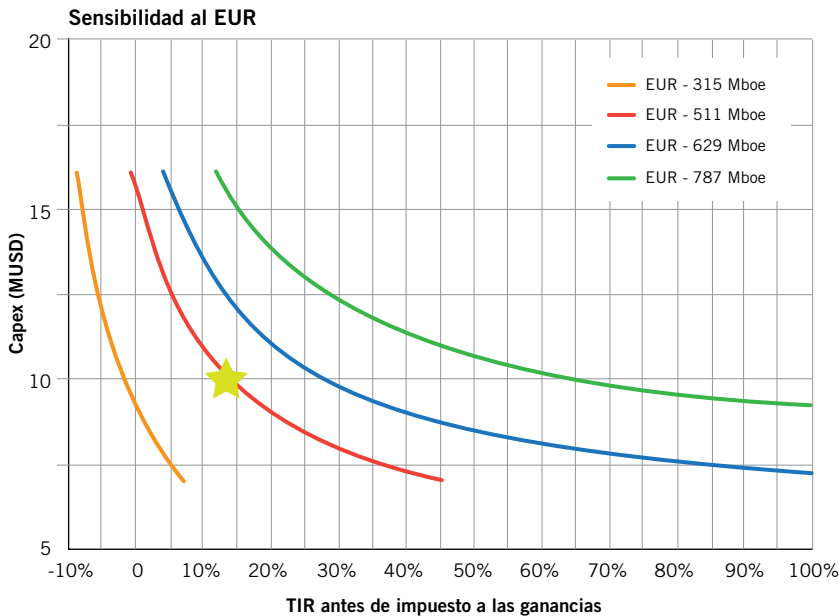


Figura 16. Sensibilidad para un pozo horizontal de petróleo. Pozo promedio Vaca Muerta black oil (EUR= 510 Mboe). La estrella marca el pozo promedio de Vaca Muerta black oil (EUR = 510 Mboe).

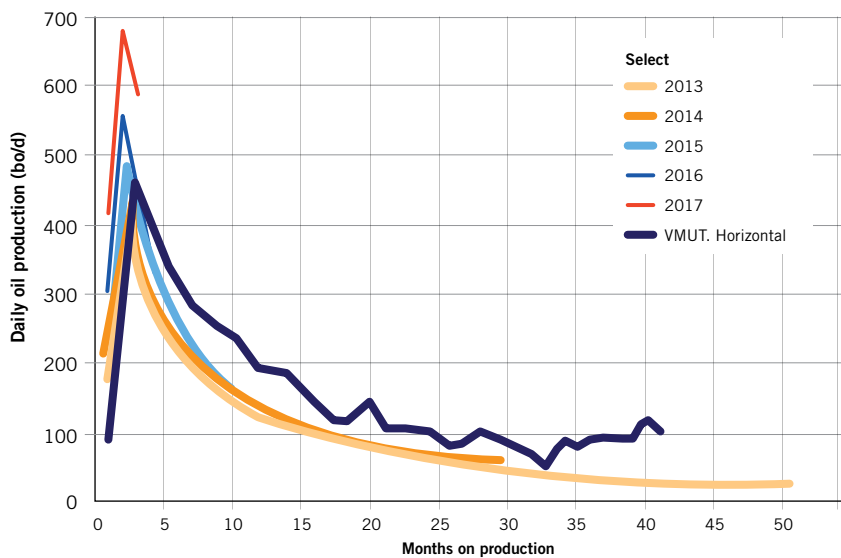
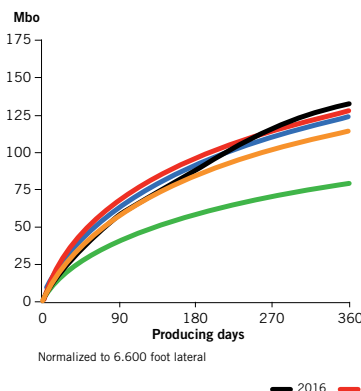


Figura 17. Eagle Ford versus Vaca Muerta horizontal petróleo negro.

los caudales iniciales. En la figura 20 se muestran los resultados del último año en un play de Texas para 12 diferentes operadores. Se observa que la media para los primeros tres meses de vida está en el orden de los 400 Boepd (63.6 m³/d), muy similares a los obtenidos en los pozos de Vaca Muerta.

Al analizar los mejores pozos, se observa que todavía hay un camino por recorrer. En la figura 21 se muestra una estadística de los pozos que superan los 1,000 Boed (159 m³/d). En Vaca Muerta solo cuatro pozos alcanzaron esa cantidad (LEsc.e-3, LLL-992, BdC-x2 y SB.x-1005).

Eagle Ford West Wells Average cumulative oil production



Eagle Ford East Wells Average cumulative oil production

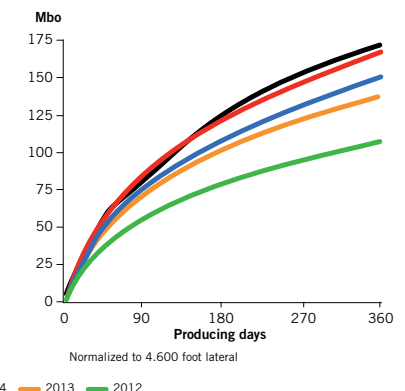


Figura 18. Acumulada 360 días Eagle Ford – Source EOG.

En los Estados Unidos se siguió perforando aún con precios de venta del crudo muy inferiores a los que rigen en la Argentina hasta ahora, y como hemos visto los rendimientos de producción no son demasiado diferentes, sin duda es necesario focalizarse en el otro parámetro de la ecuación, los costos.

En este sentido, es sabido que por cuestiones de escala y otros factores macroeconómicos, los costos de los productos y servicios en nuestro país son mayores, y es limitado lo que la industria puede hacer al respecto.

Un aspecto donde se puede lograr mejoras es la eficiencia en la perforación, la incidencia de los días de perforación en el costo es directa. Los gráficos que se muestran en la figura 22 corresponden a pozos horizontales de Delaware Basin (Texas), Eagle Ford (Texas) y Bakken (Dakota del Norte) a profundidades similares a los de Vaca Muerta y con extensiones laterales de entre 7000, 5300 y 8400 pies, (2134 m, 1616 m y 2561 m, respectivamente). Se observa que los tiempos de perforación promedios en el primer trimestre de 2017 fueron entre 6 y 20 días según el caso, mientras que en Vaca Muerta los pozos se perforan en 31 días (récord 17 días).

Objetivo gas

En la zona de gas se han perforado 105 pozos de los cuales 75 se encuentran activos y producen 154 MMcft/d (4.36 MMm³/d). En base a una muestra de 88 pozos, se graficó la distribución de probabilidad del caudal inicial en tiempo efectivo. El caudal inicial P50 es de 3,900 Mcft/d (110 Mm³/d) y el promedio es 4,685 Mcft/d (133 Mm³/d).

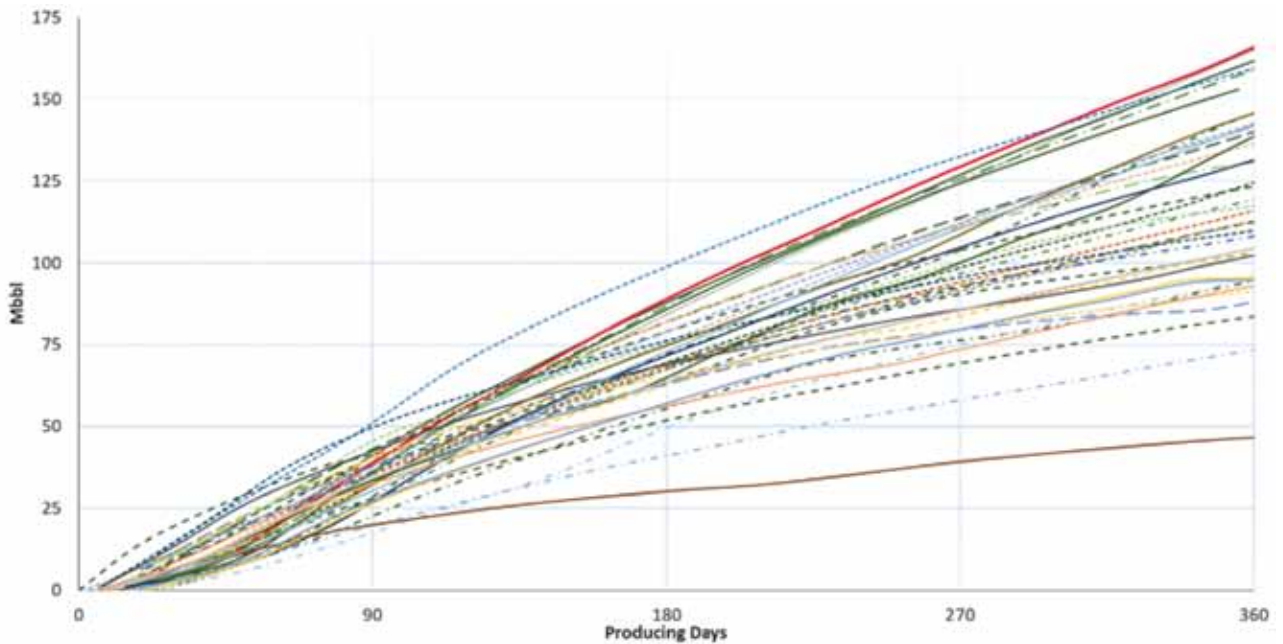


Figura 19. Acumulada 360 días Vaca Muerta horizontales.

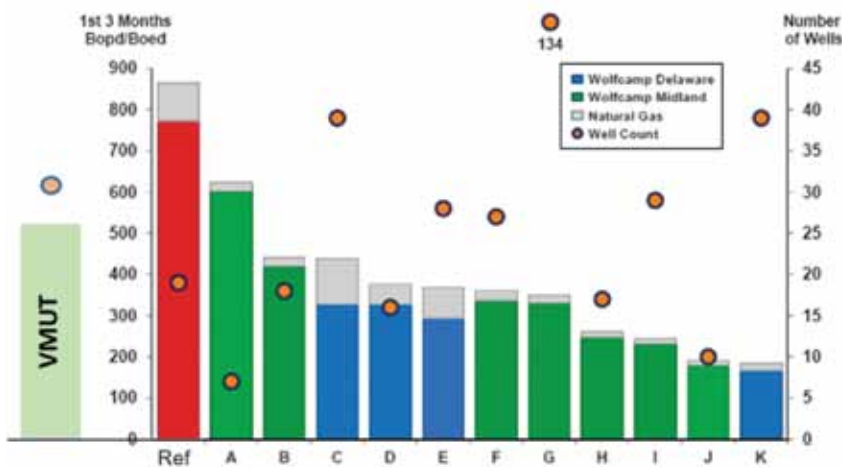


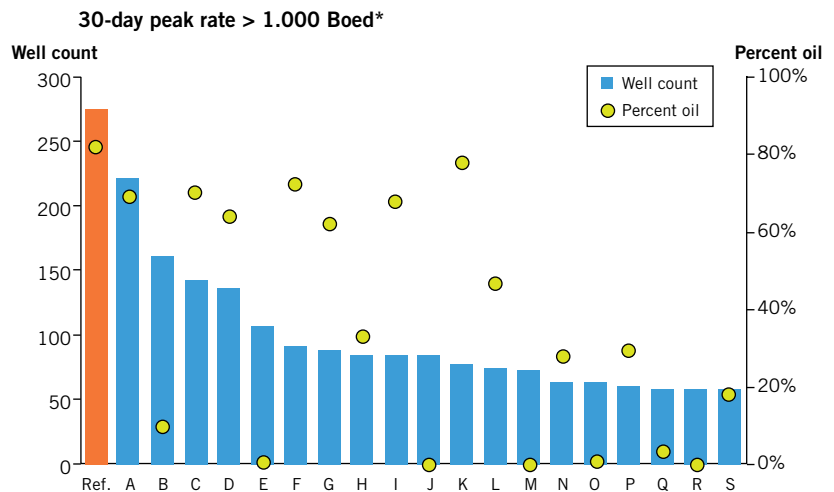
Figura 20. Caudales iniciales Texas.

Se espera que, en los próximos meses, los mayores esfuerzos de la industria se focalicen en el desarrollo de la zona de gas, considerando los nuevos escenarios de precios y el déficit que presenta el país.

En la figura 23 se presenta la historia de producción de la zona de gas, con la cantidad de pozos activos.

Del total de pozos perforados en la zona de gas existen 62 pozos horizontales (60%). En la figura 24, caudal inicial de gas por pozo, se muestra un ranking de los 15 mejores caudales iniciales de gas. La totalidad de los pozos de este ranking es ocupada por pozos horizontales.

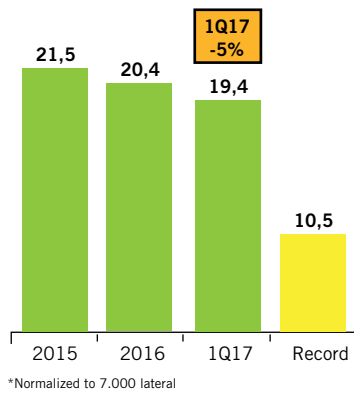
Los desarrollos más importantes en esta zona son El Orejano, área operada por YPF, que cuenta con 57 pozos perforados, de los cuales 50 se encuentran activos produciendo 105 MMcf/d (3 Mm³/d); el área de Total, Aguada Pichana, donde se perforaron 13 pozos que producen 15.7 MMcf/d (557 Mm³/d); y el área de Tecpetrol, Fortín de Piedra que produce 22.7 MMcf/d (642 Mm³/d) con solo 4 pozos activos. En esta última área se espera uno de los mayores crecimientos en el corto plazo, los constantes anuncios de diversas fuentes indican que hay cinco equipos trabajando en la zona.



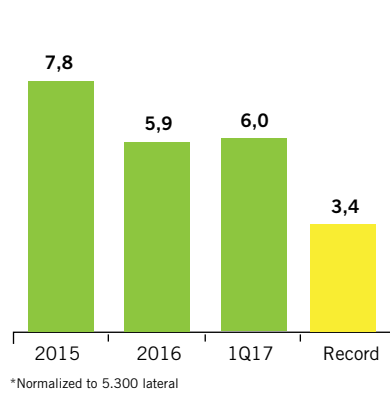
Fuente: Sandford C. Bernstein & Co. Y thousand club includes wells with 30 day rate over 1.000 Boed in 2015.
Figura 21. Producciones mayores a 1000 Boed.



Delaware Basin Wolfcamp oil play



South Texas Eagle Ford



Bakken

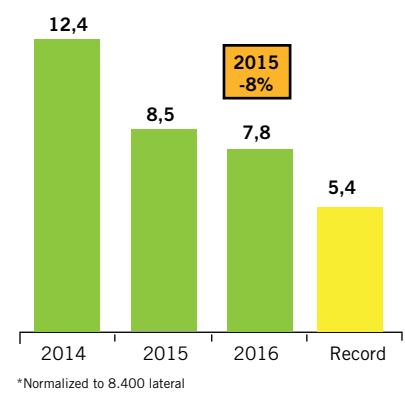


Figura 22. Tiempos de perforación.

El análisis económico también fue realizado para los pozos horizontales de gas. El precio del gas se modeló según el esquema definido por el gobierno, que comienza con 7.5 U\$\$/MMBTU en 2017 y 2018, descendiendo 0.5 U\$\$/MMBTU por año hasta alcanzar los 6 U\$\$/MMBTU en 2021, precio que se mantendría constante. El análisis se realizó a nivel pozo sin considerar inversiones en instalaciones y transporte. En la figura 25 se muestran los tiempos de repago para distintos pozos característicos.

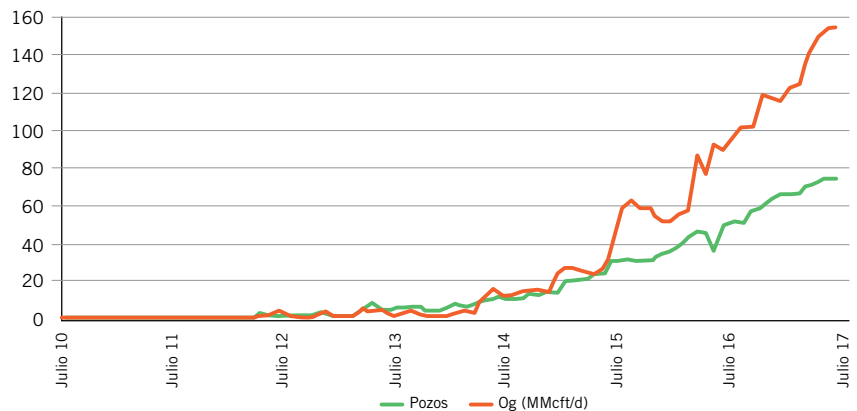


Figura 23. Producción de gas - zona gas.

Bibliografía

Secretaría de Energía de la Nación www.se.gov.ar
 Legarreta & Villar (modificado de Legarreta & Villar, 2012).
 EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013.
 YPF-Actualidad del desarrollo de HC no convencionales-Presentación 2014. America Petrogas, feb-2013.
 Gutiérrez Schmidt *et al.*, *El shale de la Formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de Petróleo y Gas asociado, provincia de Neuquén*. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, (2014).
 EOG resources www.eogresources.com
 EIA www.eia.gov

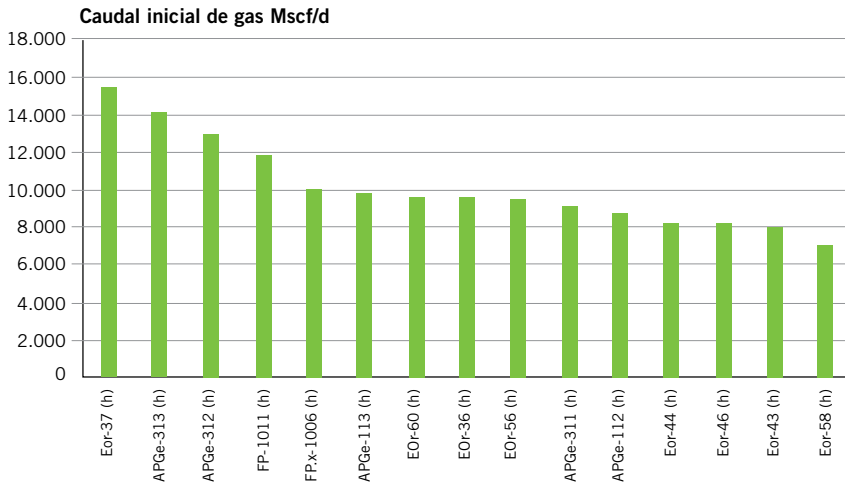


Figura 24. Caudal inicial de gas por pozo.

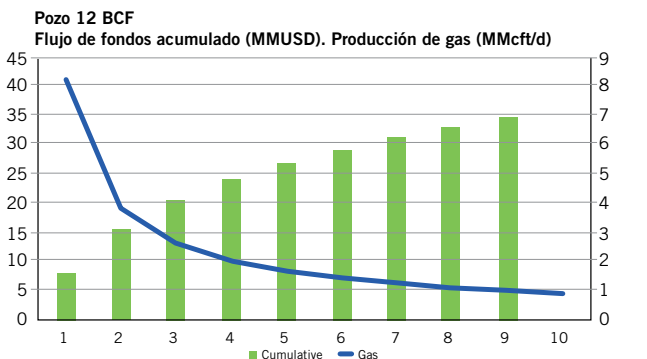
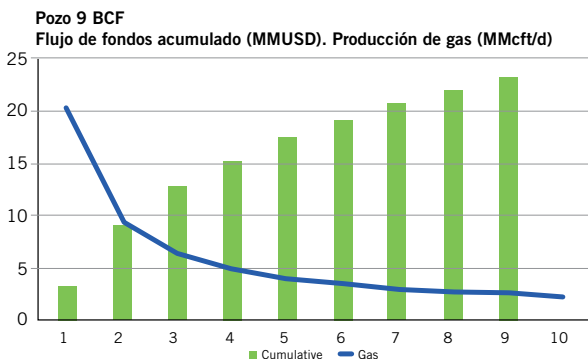
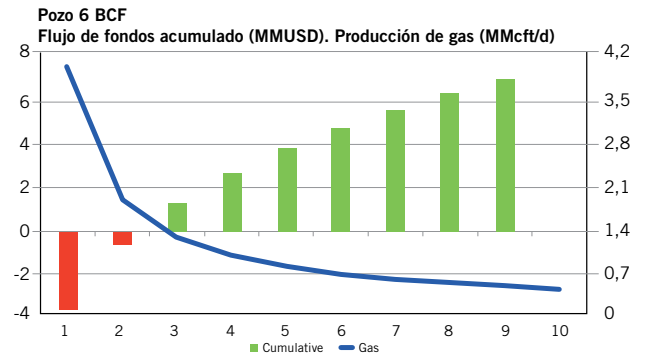
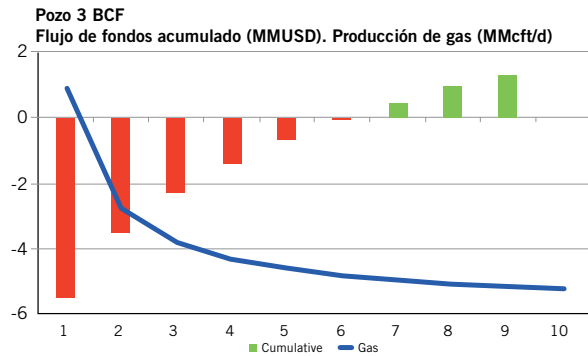


Figura 25. Repago de pozos horizontales de gas.

Petroconsult

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

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

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

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



Somos una empresa constructora con la capacidad, autonomía, conocimiento y experiencia necesarias para emprender proyectos de ingeniería de alta complejidad.

BTU



“Equipos de perforación disponibles en la Argentina”

Por **Gabino Velasco** (Comisión de Perforación del IAPG)

Un recuento de los equipos de tierra adentro actualmente hallables en las cuencas del país y sus especificaciones técnicas.

El relevamiento IAPG de equipos de perforación hasta junio de 2017 suma 134 equipos, todos ellos son para perforación terrestre (*onshore*) y pertenecen a los contratistas que accedieron a brindar la información necesaria para ese trabajo.

Las características técnicas de un equipo de perforación surgen de las exigencias del programa del pozo que se perforará, entre ellas:

a. Profundidad del pozo: definirá la potencia (HP disponibles) necesaria en el cuadro de maniobras para operar con la columna perforadora programada.

b. Topografía de la locación terrestre: determinará si el equipo debe ser transportado con camiones, con helicópteros (en zonas selváticas pantanosas y sin caminos) o con barcas para operar en aguas poco profundas (en zonas lacustres, ríos o en el mar cerca de la costa).

c. Geografía de la locación: clima muy frío que obligue al revestimiento de protección y calefacción del equipo (*Winterization*).

d. Cañerías a entubar: la columna más pesada a entubar define la carga máxima admisible (SHL: *Sta-*

tic Hook Load) del mástil del equipo y la carga máxima admisible (*Setback capacity*) de la subestructura del equipo.

e. Altura del conjunto de válvulas de boca de pozo (BOP Stack): establece la altura libre mínima de la subestructura del equipo.

f. Geometría del pozo: determina los HHP que deberán estar disponibles en las bombas de lodo para cumplir con el programa de hidráulica de la perforación.

g. Programa de lodo del pozo: la perforación de formaciones con presiones anormales definirá el volumen operativo del circuito de lodo y su equipamiento.

Debido al elevado costo de transporte de un equipo de perforación a larga distancia, será contratado el que se encuentre geográficamente más cercano a la ubicación del pozo programado.

Situación actual del parque nacional de equipos de perforación

Para definir el tipo de equipo, en las planillas adjuntas usaremos la forma más generalizada que es tomar la potencia de entrada al cuadro de maniobras, dado que determina la máxima capacidad del equipo para:

1. El manejo de la columna perforadora durante la construcción del pozo.
2. Izar el peso de las distintas entubaciones previstas en el programa del pozo.

Ubicación de los 134 equipos censados según su especialidad:

- **CONVENCIONAL o CONV.:** equipos para perforación convencional.
- **NO CONV.:** para perforación de pozos no convencionales *shale & tight*. Serán principalmente aquellos que dispongan de sistema para ser transportados armados (*Walking System o Skidding System*).
- **MPD (Managed Pressure Drilling):** para perforación con presión de entre columnas administrada.
- **UBD (Under Balanced Drilling):** para perforación en desbalance.
- **DWC (Drilling While Casing):** para perforación con *casing*.

Situación actual de los equipos de perforación del país.

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
101	600	Convencional	1		Chubut
102	600	Convencional	1		Chubut
103	600	Convencional	1		Chubut
104	650	Convencional	1		Chubut
111	800	Convencional	1		Chubut
113	1.000	Convencional	1		Chubut
136	500	Convencional	1		Chubut
147	1.100	Convencional		1	Chubut
148	1.100	Convencional	1		Chubut
149	1.100	Convencional		1	Chubut
150	750	Convencional	1		Chubut
151	750	Convencional	1		Chubut
154	650	Convencional	1		Chubut
156	750	Convencional	1		Chubut
157	750	Convencional	1		Chubut
160	1.600	Convencional	1		Neuquén
161	1.600	Convencional	1		Neuquén
163	1.500	Convencional	1		Neuquén
165	1.800	Convencional	1		Neuquén
166	1.800	Convencional	1		Neuquén
167	1.800	Convencional	1		Neuquén
168	1.800	Convencional	1		Neuquén
169	1.800	Convencional	1		Neuquén
170	1.800	Convencional	1		Neuquén
Total 24			22	2	

Ensign

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
752	2.000	No Conv. y DWC	1		Neuquén
768	2.000	No Conv. y DWC	1		Neuquén
771	2.000	No Conv. y DWC	1		Neuquén
922	750	Convencional		1	Neuquén
923	1.000	Convencional	1		Neuquén
937	750	Convencional	1		Neuquén
938	1.500	Conv. y DWC		1	Neuquén
939	750	Conv. y DWC	1		Neuquén
Total 8			6	2	

Helmerich & Payne

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
123	2.000	Conv. y DWC		1	Neuquén
151	3.000	Conv. y DWC		1	Salta
175	3.000	Conv. y DWC		1	Neuquén
177	3.000	Conv. y DWC		1	Salta
210	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
211	2.300	No conv. y DWC		1	Neuquén
213	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
217	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
219	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
224	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
229	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
230	2.000	No conv. y DWC		1	Neuquén
234	2.300	No conv. y DWC		1	Neuquén
235	2.300	No conv. y DWC		1	Neuquén
238	2.300	No conv. y DWC	1		Neuquén
335	1.150	Conv. y DWC		1	Chubut
336	1.150	Conv. y DWC		1	Chubut
337	1.150	Conv. y DWC		1	Chubut
338	1.150	Conv. y DWC		1	Chubut
Total 19			7	12	



Nabors

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
676	2.000	Conv., DWC y tight	1		Neuquén
695	2.000	No conv. y DWC	1		Neuquén
833	1.500	Convencional	1		Neuquén
834	1.500	Convencional	1		Mendoza
839	900	Convencional		1	Mendoza
990	2.000	No conv. y DWC	1		Neuquén
991	2.000	No conv. y DWC	1		Neuquén
F 03	1.600	Convencional	1		Neuquén
F 07	1.600	Convencional	1		Neuquén
F 10	2.000	No conv. y DWC		1	Neuquén
M 70	2.000	Convencional		1	Mendoza
Total 11			8	3	

Petreven

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
H 102	600	Convencional	1		Mendoza
H 103	600	Convencional		1	Neuquén
H 104	600	Convencional		1	Neuquén
H 105	600	Convencional	1		Santa Cruz
H 106	600	Convencional	1		Neuquén
H 107	600	Convencional	1		Santa Cruz
H 108	600	Convencional	1		Neuquén
H 203	600	Convencional	1		Neuquén
H 204	1.200	Convencional	1		Neuquén
H205	1.200	Convencional	1		T. del Fuego
Total 10			8	2	

Quintana Welpro

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
6	750	Convencional	1		Mendoza
9	1.000	No convencional	1		Neuquén
12	1.000	No convencional	1		Neuquén
13	1.000	No convencional	1		Neuquén
16	1.000	No convencional		1	Neuquén
17	900	Convencional		1	Neuquén
18	1.000	No convencional		1	Neuquén
19	1.500	No convencional		1	Neuquén
20	2.000	No convencional		1	Neuquén
21	2.000	No convencional		1	Neuquén
23	1.500	No convencional		1	Neuquén
Total 11			4	7	

Venver S.A.

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
51	570	Convencional	1		Chubut
52	570	Convencional	1		Neuquén
54	1.500	Conv. y DWC		1	Neuquén
Total 3			2	1	

YPF SP S.A.

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
Y - 301	1.340	Conv., DWC y UBD	1		Chubut
Y - 302	575	Conv. y DWC	1		Chubut
Y - 303	1.340	Conv.,DWC y UBD		1	Santa Cruz
Y - 304	575	Conv. y DWC		1	Santa Cruz
Total 4			2	2	



San Antonio Internacional

Equipo N°	Potencia HP	Especialidad	Activo	Inactivo	Provincia
227	900	Convencional		1	Chubut
245	600	Convencional		1	Chubut
302	1.200	Convencional		1	Neuquén
304	1.200	Convencional	1		Neuquén
306	1.000	Convencional		1	Chubut
307	1.200	Convencional		1	Santa cruz
308	800	Convencional	1		Mendoza
310	1.700	Convencional		1	Neuquén
311	1.000	Convencional		1	Neuquén
312	1.500	Convencional		1	Neuquén
314	2.000	Convencional		1	Mendoza
317	1.200	Convencional		1	Neuquén
318	900	Convencional	1		Neuquén
350	900	Convencional		1	Neuquén
351	700	Convencional		1	Santa cruz
353	900	Convencional	1		Mendoza
354	600	Convencional		1	Chubut
355	750	Convencional	1		Neuquén
359	800	Convencional		1	Chubut
360	500	Convencional	1		Mendoza
361	750	Convencional		1	Chubut
362	1.000	Convencional	1		Chubut
363	900	Convencional	1		Neuquén
364	550	Convencional	1		Neuquén
365	900	Convencional		1	Neuquén
371	900	Convencional	1		Neuquén
372	900	Convencional	1		Santa cruz
373	900	Convencional		1	Santa cruz
381	900	Convencional	1		Chubut
382	800	Convencional	1		Santa cruz
383	860	Convencional	1		Chubut
385	1.000	Convencional		1	Mendoza
387	650	Convencional		1	Chubut
390	800	Convencional		1	Chubut
392	500	Convencional		1	Chubut
393	500	Convencional		1	Chubut
394	1.200	Convencional		1	Chubut
395	1.200	Convencional		1	Neuquén
396	860	Convencional	1		Neuquén
397	440	Convencional	1		Neuquén
601	670	Convencional	1		Santa cruz
602	670	Convencional	1		Santa cruz
651	1.500	Convencional	1		Neuquén
701	1.800	No conv. y DWC	1		Neuquén
Total 44			20	24	

Resumen	
TOTAL DE EQUIPOS DISPONIBLES	134
TOTAL DE EQUIPOS ACTIVOS	79

EQUIPOS POR TECNOLOGÍA

EQUIPOS APTOS PARA PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES	75
EQUIPOS CONV. APTOS PARA PERFORACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	28
EQUIPOS CONV. APTOS PARA PERFORACIÓN CON CASING (DWC)	29
EQUIPOS CONV. APTOS PARA PERFORACIÓN UNDERBALANCE (UBD)	2

EQUIPOS POR POTENCIA

EQUIPOS DE 500 A 900 HP	47
EQUIPOS DE 900 A 1.500 HP	40
EQUIPOS DE 1.500 A 3.000 HP	47
EQUIPOS DISPONIBLES EN CADA CUENCA NEUQUINA	74
GOLFO SAN JORGE	36
CUYANA	9
NOROESTE	3
AUSTRAL	12





Refracturas en Vaca Muerta

Por *Martín Vítolo, Lucas González Day, Juan José Fernández, Matías Acosta y Andre Archimio*, (YPF S.A.); *Joaquín Ramírez* (Y-Tec)

Para lograr caudales de producción que hagan económicamente rentable la explotación de reservorios *shale* es esencial que sean estimulados mediante fracturas hidráulicas de gran magnitud. Una alternativa para extender los períodos de fluencia y mitigar los puntos mencionados es interviniendo los pozos con trabajos de refractura para revitalizar su productividad.

Ubicación geográfica y marco geológico

La Cuenca Neuquina se encuentra en el sector centro oeste del territorio argentino, con una superficie aproximada de 30.000 km². La formación Vaca Muerta compone parte de la columna productiva de la cuenca y abarca prácticamente la totalidad del área, con espesores variables que van desde menos de 30 m a más de 400 m (Figura 1).



Figura 1. Ubicación de la Cuenca Neuquina.

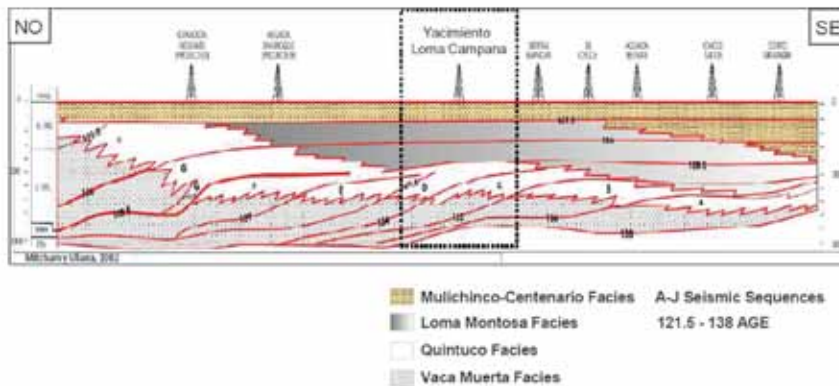


Figura 2. Modelo conceptual deposicional, sistema mixto Quintuco-Vaca Muerta.

Desde el punto de vista estratigráfico regional, el sistema Vaca Muerta-Quintuco está genéticamente relacionado en su origen depositacional. El modelo propuesto es de un sistema mixto de rampa carbonática-silicoclástica con orientación SE-NO. Las facies finas de margas y fangolitas con alto contenido de materia orgánica constituyen los depósitos pendiente abajo de la Fm. Vaca Muerta, interpretadas como ambientes distales y de centro de cuenca, mientras que las facies carbonáticas de la Fm. Quintuco representan los depósitos de ambiente proximal de plataforma externa (Figura 2).

Analizando la columna productiva, se identifican zonas claramente diferenciables (Figura 3):

1) El sector inferior de la columna, correspondiente a las margas bituminosas y fangolitas de la Fm. Vaca Muerta, con alto contenido de materia orgánica, con niveles de COT (Carbono Orgánico Total) mayores a el 2% y lecturas altas en los perfiles de rayos gamma y resistividad, constituye el objetivo primario del proyecto. El patrón de apilamiento es propagacional en esta zona y alcanza espesores del orden de los 200 a 300 m según el sector del campo.

- 2) La zona de transición entre ambas formaciones conocida informalmente como Pre-Q, de 100 m de espesor, muestra una leve somerización del sistema hacia depósitos proximales con mayor contenido calcáreo.
- 3) Las facies con alto contenido carbonático de la Fm. Quintuco, sección superior, con patrón de apilamiento subparalelo y agradacional, que alcanzan los 400 m de espesor promedio en el área.

Refractura

Los reservorios no convencionales requieren del empleo de técnicas de fracturamiento masivo para logra la productividad de los pozos, maximizar el volumen de reservorio estimulado (SRV) y, de esta manera, lograr rentabilidad en su explotación.

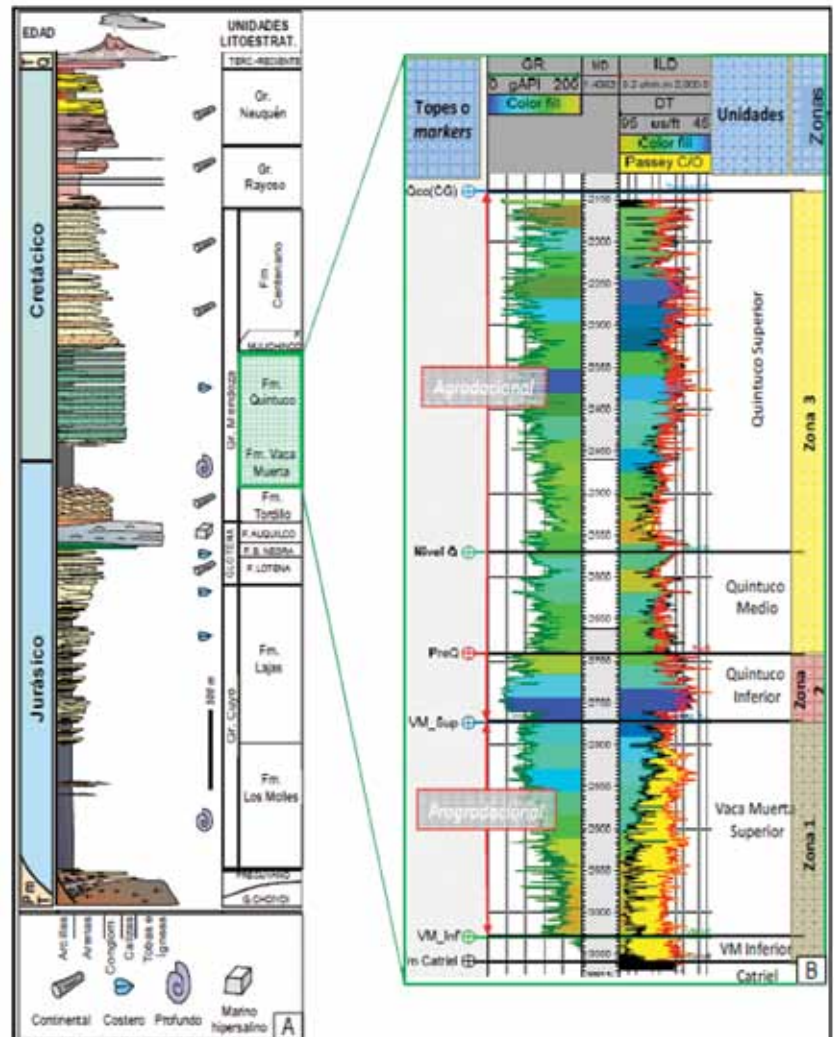


Figura 3. Columna estratigráfica y zonas productivas, en el ámbito del yacimiento Loma Campana.

El comportamiento de los pozos productores de reservorios *shale* muestra, en general, una gran afluencia de producción temprana seguido por un fuerte declino, luego una tendencia a estabilización, asistido por mecanismos de extracción artificial, que se prolongará a lo largo de su vida productiva. Una metodología viable para extender el período de fluencia es la intervención de los pozos mediante trabajos de refractura para revitalizar su productividad.

La productividad del pozo estará asociada tanto a las características del reservorio, como a la calidad de la terminación original.

Existen diferentes factores que podrían afectar la performance de un pozo productor y son las siguientes:

- degradación del empaque original de agente de sostén;
- pérdida o desconexión del SRV generado durante la estimulación original (*proppant embedment, crushing, over flush*);
- ineficiencia en el SRV desarrollado asociado a diferentes factores, por ejemplo: *screen outs*, fenómenos de interferencia, diseño de fractura inadecuado, espaciamiento excesivo entre etapas, ineficiencia de *clusters*;
- deposición parafinas/asfaltenos en los períodos de estimulación y producción.

El desarrollo de reservorios *shale* se encuentra en sus etapas iniciales (principalmente fuera de USA), por lo que la mayoría de los pozos productores están en los primeros años de su vida productiva. Existe muy poco conocimiento respecto de la refractura

de reservorios *shale*, la aplicación de nuevas tecnologías recién está comenzando, y las condiciones bajo las cuales serán exitosas todavía no son comprendidas en su totalidad.

Evaluación de candidatos

La selección del candidato es un punto clave para un correcto trabajo de refractura, ya que el éxito de la misma depende de la ejecución de la operación y de las características del reservorio y la terminación del pozo bajo estudio.

Es común en la industria el uso del diagrama de cuadrantes que contempla la calidad de la terminación original realizada, así como la calidad de reservorio asociada al pozo bajo estudio. Esto define 4 zonas, donde los pozos candidatos a refractura se encontrarán en el cuadrante inferior derecho, es decir, pozos con buena calidad de reservorio pero que tuvieron un mal desempeño productivo asociado a la deficiente terminación ejecutada (Figura 4).

El cuadrante inferior izquierdo incluye todos aquellos pozos con



Figura 4. Diagrama de cuadrantes para selección candidatos de refractura.

una mala terminación, así como una mala calidad de reservorio. Los pozos contemplados en esta zona deberían ser descartados para el estudio de refractura, ya que aunque se lograra un excelente desempeño en el trabajo, la producción se vería drásticamente afectada por la calidad del reservorio.

El cuadrante superior izquierdo incluye los pozos que tuvieron una terminación adecuada, pero que se encuentran en zonas residuales del reservorio, por lo que un trabajo de refractura no generarían un beneficio adicional en el desarrollo del campo, ya que los pozos probablemente hayan alcanzado su máximo potencial con la terminación original.

El cuadrante superior derecho presenta los pozos de buena performance, los cuales fueron terminados de manera adecuada y tienen una buena calidad de reservorio. Estos pozos son buenos candidatos a refractura y, eventualmente, permitirían alcanzar grandes performances; sin embargo, presentan altos riesgos para un trabajo de refractura por dos factores principales, por un lado la merma de producción durante el período de ejecución de las operaciones, y por otra parte, en caso de producirse alguna falla operativa durante la ejecución de la refractura, podría perderse un buen pozo productor.

El cuadrante inferior derecho representa los pozos con buena calidad de reservorio, pero que tuvieron una deficiente terminación. Estos pozos son los mejores candidatos para refractura, ya que tienen un alto potencial para mejorar su productividad.

En el caso de estudio presentado, para definir la calidad de reservorio se

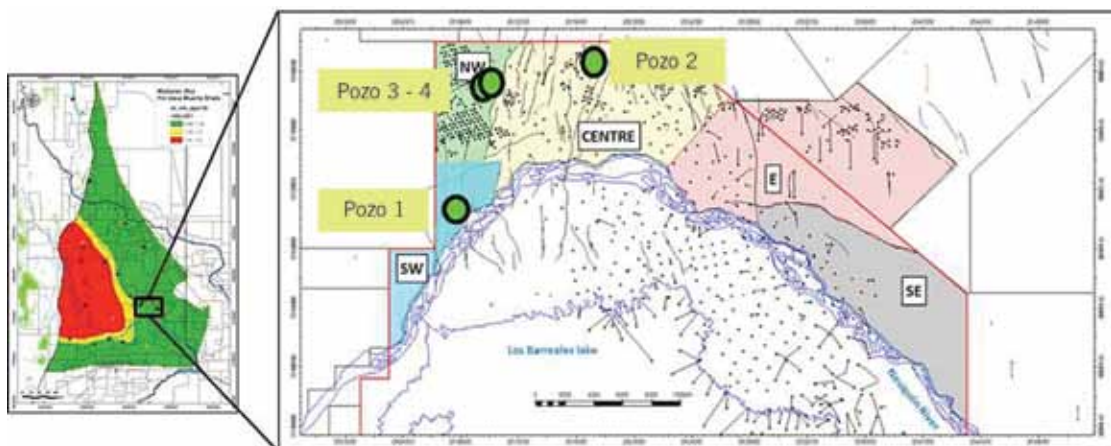


Figura 5. Yacimiento Loma Campana y ubicación pozos en estudio.

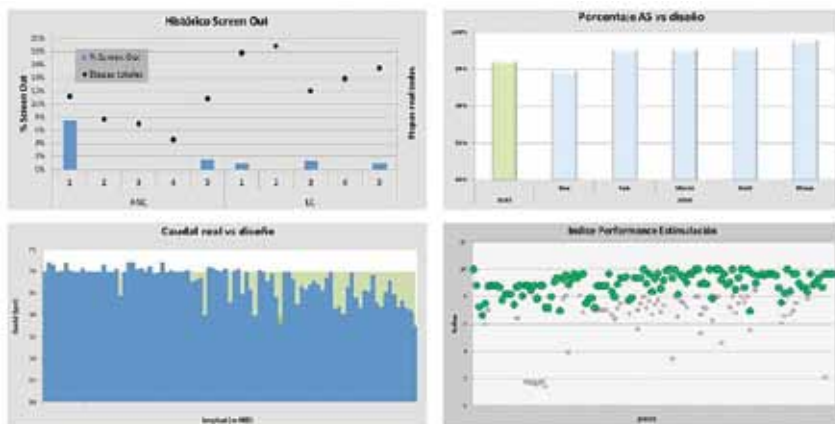


Figura 6. Ejemplo de algunos parámetros considerados para definir el Índice de Performance de Estimulación.

ha realizado una evaluación de los parámetros que tendrían el mayor efecto sobre la productividad del reservorio, como complejidad estructural (definición del tipo de fallas y cercanía relativa a las mismas), tipo de fluido, madurez térmica, contenido orgánico, espesor de reservorio.

Esto ha permitido identificar diferentes zonas del yacimiento con diferentes características de productividad, que dependerá del tipo de pozo, la terminación original y la estrategia de explotación a la que fue sometido. A partir de esto, es posible definir la metodología de refractura más adecuada en función del rédito económico que brindaría cada una de las alternativas.

El siguiente punto focal sobre el que se centra el estudio es el asociado a la calidad de terminación. Para ello se ha definido el indicador “Índice de Performance de Estimulación”, que es el resultado de una ecuación que contempla el efecto de cada uno de los parámetros de diseño de fractura que tendrán la mayor incidencia sobre la productividad de los pozos estimulados. Entre ellos longitud estimulada *versus* perforada, etapas realizadas *versus* planificadas, arenamientos prematuros, sobredesplazamientos, volumen de agente de sostén real utilizado *versus* diseño, caudal real *versus* diseño, etc. (Figura 6). Esta metodología permite obtener una calificación para cada uno de los pozos bajo estudio.

De esta manera, es posible redefinir el diagrama de cuadrantes genérico y adecuarlo al caso de estudio por realizar, de manera de contemplar todos aquellos factores que pudiesen tener impacto significativo en la zona bajo estudio.

Para el caso en estudio de este trabajo, ubicado en el yacimiento Loma Campana, se definieron tres zonas con diferente calidad de reservorio, así como una calificación límite de 8 que garantice una adecuada performance de estimulación (Figura 7).

Es así que pueden ubicarse los diferentes pozos del campo, de manera de definir los mejores candidatos para un trabajo de refractura.

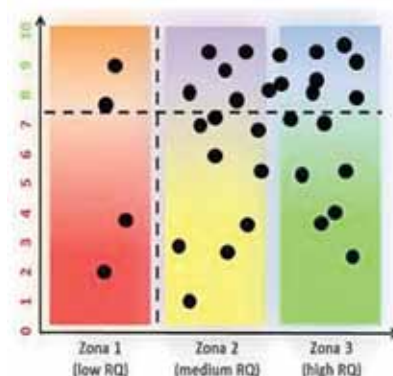


Figura 7. Diagrama de cuadrantes “selección candidatos” de refractura Loma Campana.

Diseño de refractura

En condiciones normales, al momento de refracturar todas las zonas de interés se encuentran punzadas y en su mayoría fracturadas; y son actores asociados a la terminación original del pozo o al deterioro natural del reservorio fracturado los que abren la puerta a la aplicación de nuevas tecnologías que buscan revitalizar la zona de interés.

Las técnicas de refractura son varias, de lo más complejas a las más sencillas, teniendo siempre como premisa la represurización del SRV, contactar zonas del reservorio no al-

canzadas con la fractura original (incrementar SRV), mejorar la eficiencia de los *clusters* originales, contactar zonas aisladas de la fractura original (pinch point), solucionar fenómenos de empotramiento en el near wellbore generados por la degradación del empaque original, etc.

Es así que se presentan diferentes opciones:

Aislación mecánica efectiva

La metodología ideal para refracturar un pozo, sería que el pozo se encontrara mecánicamente en su condición original, es decir, que no tuviera punzado en ningún nivel y pudiésemos trabajar con metodologías de *plug and perf* o similares (como si estuviésemos operando sobre un pozo nuevo). Esto es posible gracias a la aplicación de la tecnología casing patch, la cual se basa en el recubrimiento interno de las zonas punzadas a través de un parche metálico expandible (Figura 8).

De esta manera, una vez aislados de manera total o parcial los *clusters*, se refracturaría de a una etapa por vez. Incluso se podrían agregar nuevas zonas no estimuladas en la intervención original, asegurando el correcto desarrollo de las fracturas hidráulicas en esos niveles.

El inconveniente que presenta esta tecnología radica en la imposibilidad de aislar cada etapa de refractura por medio de tapones mecánicos, ya que el ID de este parche lo impide. Esto se podría subsanar trabajando con tapones del tipo Slim o en su defecto con tapones de arena.

Esta tecnología se encuentra en el extremo de mayor costo y complejidad operativa para la ejecución de un trabajo de refractura, por lo que la performance resultante del pozo debería ser extraordinaria para generar un valor agregado al desarrollo del yacimiento.

Aislación por materiales divergentes

La mayoría de las compañías de fractura cuentan con tecnologías divergentes, que se basan en una aislación mecánica temporaria de los punzados que van tomando fluido en las diferentes etapas de un trabajo continuo de refractura.

Los materiales divergentes en el mercado tienen como finalidad primaria generar un bloqueo mecánico sobre los punzados y cercanías de los

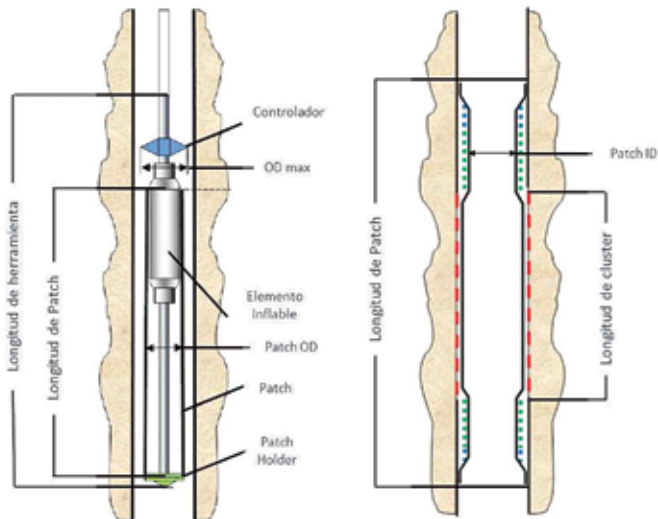


Figura 8. Esquema tecnología casing patch.

mismos para permitir que el fluido de tratamiento se dirija hacia otros clusters todavía no estimulados y, de esta forma, refracturar todas las zonas de interés. Cada compañía de servicios cuenta con diferentes alternativas para lograr este propósito, pero en todos los casos se trata de materiales poliméricos degradables (es necesario tiempo y alta temperatura) asociados con algún agente de sostén que le dé mayor integridad y resistencia al empaque divergente con la finalidad de soportar mayores presiones y así lograr mayor difusión hacia nuevas zonas (Figura 9).

La aplicación de estos materiales se realiza a través del bombeo de píldoras de lechada compuesta por el producto divergente y fluido de fractura al final de cada etapa del tratamiento de refractura. De esta forma se logra tapar la zona que recibió el

tratamiento previo, y permite que el desarrollo de la estimulación en la etapa siguiente del trabajo sea a través de otro sistema de punzados. Este proceso se va a repetir una cierta cantidad de veces, de acuerdo con diseño de refractura.

La desventaja de esta tecnología radica en la presión máxima que puede soportar el empaque divergente y, por ende, en la capacidad de difundir el tratamiento a todas las zonas de interés. Este fenómeno se ve aún más afectado cuando las zonas de interés a refracturar están sometidas a grandes variaciones de estrés formacional, factor que afecta fuertemente los procesos de refractura de pozos verticales en la formación Vaca Muerta.

La aplicación de esta tecnología conlleva un costo considerable, que variará de acuerdo con la compañía que realice el trabajo.

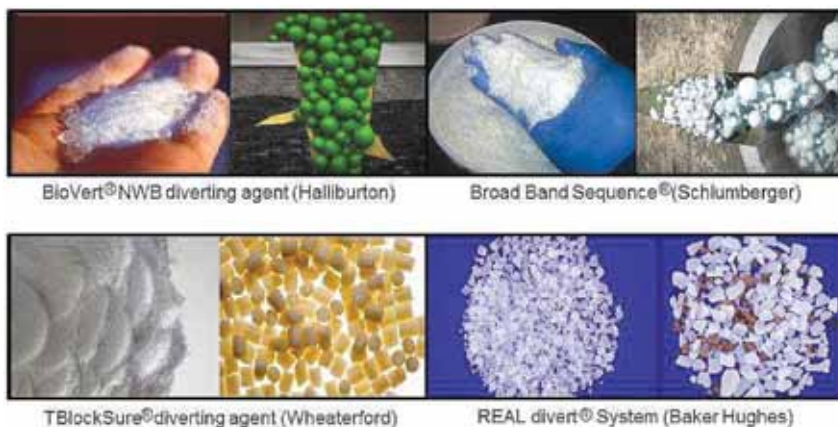


Figura 9. Tecnologías de materiales divergentes para refractura.

Represurización del SRV

La metodología denominada Water Re-Frac consiste en el bombeo de agua con aditivos que permita represarizar las fracturas hidráulicas previas, y a su vez, que estos aditivos actúen sobre los fluidos del reservorio con la finalidad de evitar la deposición de parafinas, asfaltenos, incrustaciones e incrementar los fenómenos de imbibición y así mejorar el drenaje de HC desde las fisuras naturales de la formación.

Esta metodología permitiría incrementar los períodos de surgencia del pozo, y generar vías de comunicación con zonas desconectadas del SRV lo grado con la estimulación original.

La gran desventaja asociada a esta metodología es que no utiliza materiales divergentes, sino que se bombean pequeños volúmenes de agente de sostén al final de cada colchón de agua aditivada, que actuarán como apuntalante en el *near wellbore*, no como divergente.

Los sistemas de refractura descriptos se enfocan en reestimar en forma sectorizada las etapas de fractura originales del pozo. El concepto de refractura que persigue la metodología Water Re-Frac es diferente, aquí se busca la represarización del volumen estimulado, teniendo como punto de ingreso al sistema los clusters superiores del pozo, y se asume una conexión de las etapas de fractura a través del SRV alcanzado en la estimulación original (esto se encuentra ampliamente respaldada por los trabajos de micro-sísmica realizados en el yacimiento). Al trabajar con fluido de baja viscosidad (agua con aditivos), se generan grandes fenómenos de *leak off* a través de la red de fracturas, tanto naturales como inducidas por la estimulación primaria, que terminan por represu-

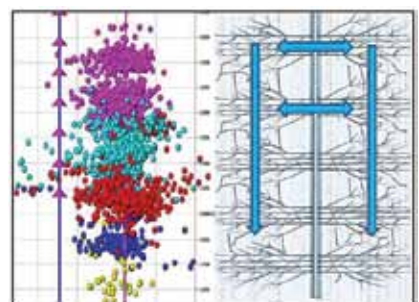


Figura 10. Esquema metodología refractura Water Re-Frac.

rizar y reconectar el SRV del pozo y en menor medida incrementarlo mediante el contacto con nueva roca.

Es una metodología de muy bajo costo y fácil ejecución aunque trae aparejada una mayor incertidumbre en el incremento potencial de la productividad.

Caso de Estudio Yacimiento Loma Campana

El yacimiento Loma Campana se ubica 90 km al noroeste de la ciudad de Neuquén, con una superficie aproximada de 320 km². Los pozos en estudio se ubican en la zona centro y oeste del yacimiento, dos de ellos fueron terminados en los períodos exploratorios e iniciales de desarrollo, donde tanto los diseños de fractura como los mecanismos de explotación no habían sido optimizados y, por lo tanto, la calidad de la completación original se encontraba por debajo de los valores deseados actualmente. La figura 5 muestra la ubicación de los 4 pozos refracturados.

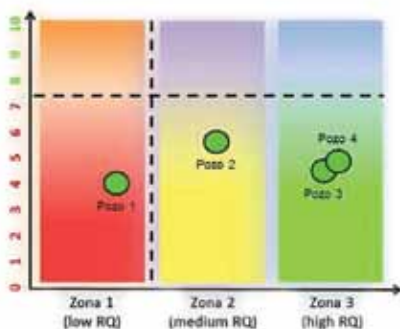


Figura 11. Estudio factibilidad técnica refractura - yacimiento Loma Campana.

En el estudio de factibilidad técnica de la figura 11 se observa que los cuatro pozos refracturados tuvieron deficiencias en la terminación original y abarcan todo el espectro de calidad de reservorio. Este estudio no se realizó antes de ejecutar los trabajos en los pozos 1 y 2, debido a que no se contaba con la información necesaria para encontrar las zonas óptimas de refractura. Por ello, se puede decir que el pozo 1 no parece ser el mejor candidato para realizar un trabajo de refractura.

Ejecución operaciones refractura

En todos los casos analizados, la metodología de refractura utilizada fue la de “aislación por materiales divergentes”, y los trabajos estuvieron a cargo de dos compañías de servicio de alta calidad y renombre, que serán nombradas como “A” y “B”.

En la tabla 1 se resume la cantidad de etapas de fractura realizadas en cada pozo en estudio durante la terminación original y durante la refractura:

Pozo 1

Pozo vertical ubicado en la zona sur oeste de Loma Campana cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferiores de la fm. VM en los períodos exploratorios durante 2010 (Figura 12).

La operación de refractura estuvo a cargo de la compañía “A”. La planificación de la intervención consistió en la refractura de los niveles inferiores de la fm. VM por medio de tres etapas de refractura, seguidos por dos etapas de fractura en los niveles superiores que no fueron estimulados durante la terminación original.

En el trabajo de refractura propiamente dicho se pudieron ejecutar dos

de las tres refracturas planificadas, ya que se generó un arenamiento prematuro al finalizar la segunda etapa y se decidió dar por finalizadas las operaciones de refractura en el pozo.

La utilización de materiales divergentes *on the fly* fue exitosa, y puede inferirse que se estimularon zonas diferentes del reservorio en función de las presiones de tratamiento evidenciadas durante la operación y su correlación con el caudal de fractura para cada caso.

Pozo 2

Pozo vertical ubicado en la zona centro de Loma Campana, cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferior, medio y superior de la fm. VM a través de cuatro etapas de fractura con la metodología P&P (Figura 13).

La operación de refractura estuvo a cargo de la compañía “A”, y la planificación consistió en la ejecución de cinco etapas de refractura separadas entre sí por cuatro píldoras de material divergente bombeadas *on the fly* al finalizar cada etapa de refractura.

La operación fue exitosa, superó todos los desafíos técnicos y logísticos que se habían planteado. Se puede inferir por el comportamiento de la curva de presión que se lograron esti-

Pozo	Año terminación	N° Etapas	Días de producción hasta refractura	Año refractura	N° Etapas
1	2010	3	153	2014	2
2	2011	4	456	2013	5
3	2015	5	99	2015	2
4	2015	5	112	2015	2

Tabla 1. Año de operación y cantidad de etapas de fractura por pozo.

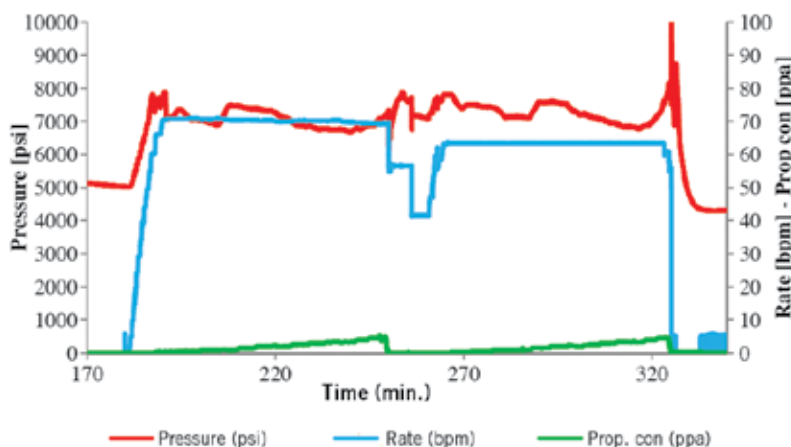


Figura 12. Carta operación de refractura pozo 1.

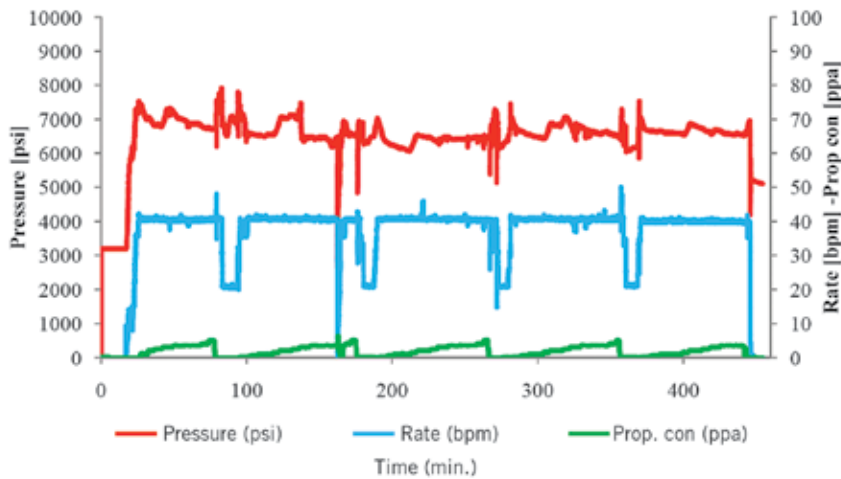


Figura 13. Carta operación de refractura pozo 2.

mular diferentes niveles de la formación, aunque se observa en las primeras etapas de refractura una tendencia decreciente en el valor de la presión media de trabajo, lo cual da ciertas incertidumbres sobre la efectividad del material divergente para lograr la distribución de tratamiento en la totalidad de las zonas de interés.

Pozos 3 y 4

Pozos verticales ubicados en la zona oeste del yacimiento, cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferior, medio y superior de la fm. VM a través de cinco etapas de fractura con la metodología P&P (Figuras 14 y 15).

La operación de refractura en ambos casos estuvo a cargo de la compañía "B", y la planificación consistía en la ejecución de dos etapas de refractura por pozo, separadas por medio de píldoras divergentes. Estas intervenciones estarían enfocadas en los niveles de VM superior, aislando las etapas inferiores originales por medio de tapones mecánicos.

La ejecución de las operaciones fue exitosa, aunque en ambos casos,

no fue posible el bombeo de la píldora divergente *on the fly*. De cualquier manera, las presiones de tratamiento permiten inferir el desarrollo de fracturas en zonas del reservorio diferentes.

Resultados de productividad

A continuación se presentan los resultados de productividad de los pozos refracturados hasta la fecha y las propiedades del petróleo de cada pozo tratado. Los resultados de productividad (Figuras 16 a 19) se presentan comparando las curvas de caudal y acumulada real contra aquellas que pagarían la inversión realizada. En todos los casos se normalizaron los valores en función del caudal y acumulada máximos de cada pozo (Tabla 2).

Pozo	GOR [m ³ /m ³]	°API
1	2000	57
2	500	44
3	800	51
4	800	51

Tabla 2. GOR y °API de los pozos en estudio.

El pozo 1 se fracturó originalmente en 2010 y, como ya se mencionó,

visto en retrospectiva no fue un buen candidato de refractura. Esto mismo se observa en la figura 16, donde el pozo se encuentra lejos de cumplir con la curva necesaria para pagar su inversión en refractura.

El pozo 2 tuvo buenos resultados iniciales en producción, pero su presión declinó rápidamente, manifestándose la necesidad de instalar un sistema de extracción artificial. Problemas operativos durante esta instalación provocaron que el pozo quedara sub-explotado y no alcanzara la curva necesaria para costear la inversión de refractura. Sin embargo, los resultados en producción revelaron información sobre el reservorio reestimulado: el contraste de estrés entre las distintas fracturas en un pozo vertical parecería disminuir la performance del uso de divergentes.

Los pozos 3 y 4 fueron fracturados en la etapa de terminación en 2015 con un "Diseño de Interferencia", con cinco etapas de fractura. Este diseño reduce el volumen de agente de sostén y el volumen de fluido inyectado para prevenir interferir pozos vecinos con la fractura creada y así evitar el cierre de los mismos con su consecuente pérdida de producción. El objetivo fue logrado, pero la productividad de los pozos estuvo por debajo del pozo tipo esperado. Por ese motivo se decidió refracturar con divergente las dos etapas superiores, las que son de mayores productividades de acuerdo con los PLT del yacimiento. Hasta la fecha ambos pozos están acumulando según la curva de producción objetivo.

En los registros de producción (PLT), al primer mes de vida de los pozos 3 y 4, no se observó flujo cruzado entre las refracturas realizadas y las fracturas inferiores (originales).

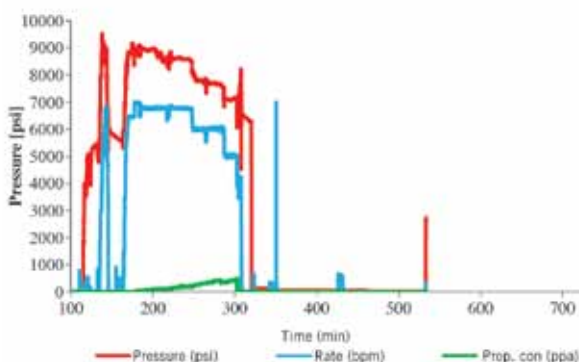


Figura 14. Carta operación de refractura pozo 3.

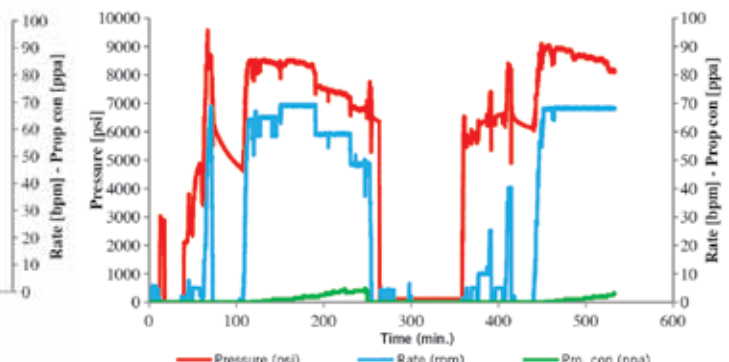


Figura 15. Carta operación de refractura pozo 4.



DOVER[®]

ARTIFICIAL LIFT

Dover Artificial Lift es la única compañía que cuenta con las marcas más reconocidas para todos los Sistemas de Extracción Artificial: Norris, Harbison-Fischer, PCS Ferguson y Oil Lift Technology.



125 AÑOS

PROMOVIENDO LA EFICIENCIA EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

EXPERTOS

EN OBTENER RESULTADOS EN TODO EL MUNDO.

1800 PROFESIONALES

ESPECIALIZADOS EN LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Un aliado estratégico para el logro de sus objetivos, con las mejores soluciones en productos y servicios para maximizar la producción y reducir costos.

- Bombas de cavidades progresivas (PCP)
- Bombas mecánicas
- Plunger lift
- Gas lift
- Rod Lift
- Automatización de pozos
- Rodstar
- ESP



Oficinas en Buenos Aires
Belgrano 351. Piso 2°. San Isidro
Pcia. de Buenos Aires

Tel: (+54) 11 4747-7587 / 7602 / 7618
Email: esteban.young@doverals.com
www.doverals.com

Volúmenes de agua recuperada

En la figura 20 se presentan los porcentajes de recuperación de agua pre-refractura y posrefractura para los cuatro pozos analizados. La comparación se hace a un mismo tiempo de producción para que tenga validez por lo que se toma el tiempo de producción pre-refractura como parámetro para cada pozo. Estos tiempos fueron presentados en la tabla 1.

Al analizar los datos de recuperación de agua pre-refractura y posrefractura, aún hay poca información para extraer conclusiones claras y correlacionarlo con la productividad de los pozos. Cabe aclarar que en el caso del pozo 4, el bajo % de recuperación de agua pre-refractura se debe a que se produjo por un orificio menor al utilizado en el pozo 3 (comparable por tener el mismo tiempo de producción), disminuyendo los caudales producidos.

Conclusiones

- Se logró establecer una metodología de análisis y definición de candidatos para trabajos de refractura que ha demostrado ser coherente con los resultados de campo obtenidos. La metodología establecida para la definición del Índice de Performance de Estimulación así como calidad de reservorio son perfectamente extrapolables a cualquier yacimiento de la cuenca.
- En función de los resultados observados en los pozos de buena calidad de reservorio (3 y 4) y en menor medida en el pozo 2 (considerando que el pozo hoy se encuentra sub-explotado), la técnica de refractura es prometedora en términos productivos y económicos para un yacimiento de shale oil como es Vaca Muerta en Loma Campana.
- La selección del candidato a refracturar es un factor clave para obtener buenos resultados en la

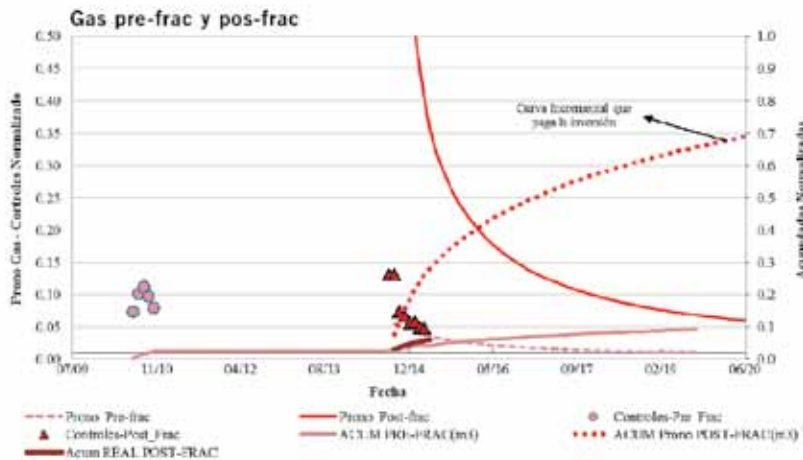


Figura 16. Producción pozo 1.

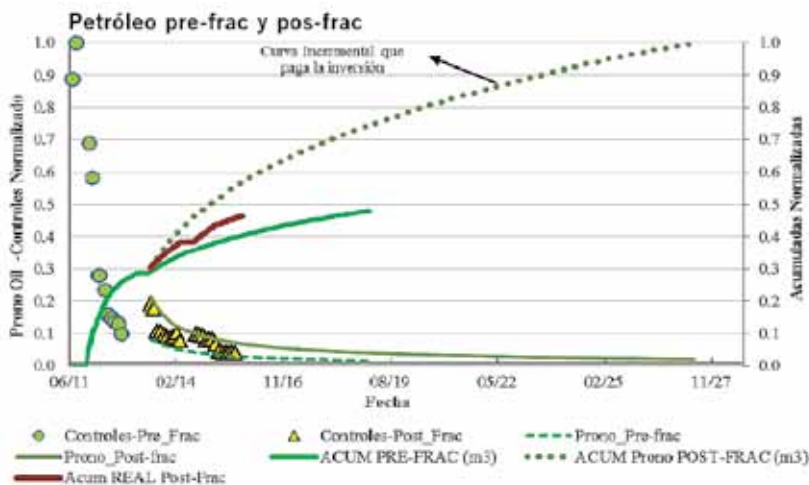


Figura 17. Producción pozo 2.

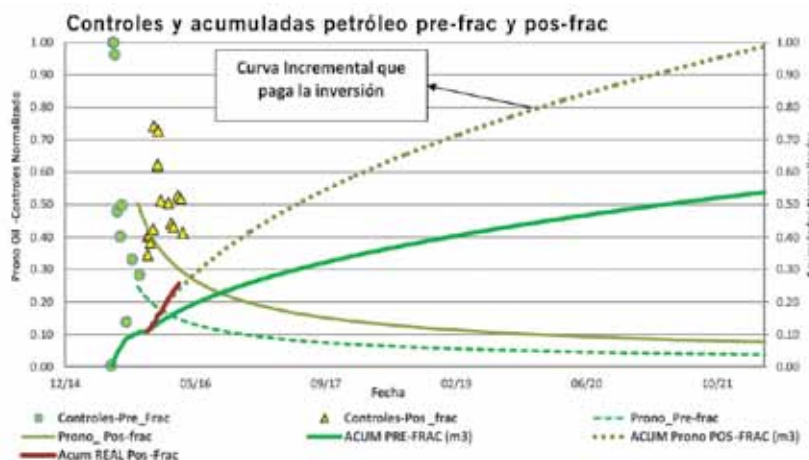


Figura 18. Producción pozo 3.

resultados probados



Nuevas Tecnologías Incrementan la Eficiencia hasta 5%

Las compañías industriales requieren acceso a la información correcta en el momento adecuado para brindar seguridad a su gente y a sus instalaciones, al mismo tiempo que maximizan resultados de sus esfuerzos de producción. Es vital la correcta integración y sintetización de las múltiples capas de datos colectados para tomar decisiones productivas y seguras.

Honeywell

THE POWER OF CONNECTED

Honeywell S.A.I.C.

Carlos Pellegrini 179, Piso 9
C1009ABC Ciudad de Buenos Aires, Argentina
+54-11-4324-5900
www.honeywellprocess.com

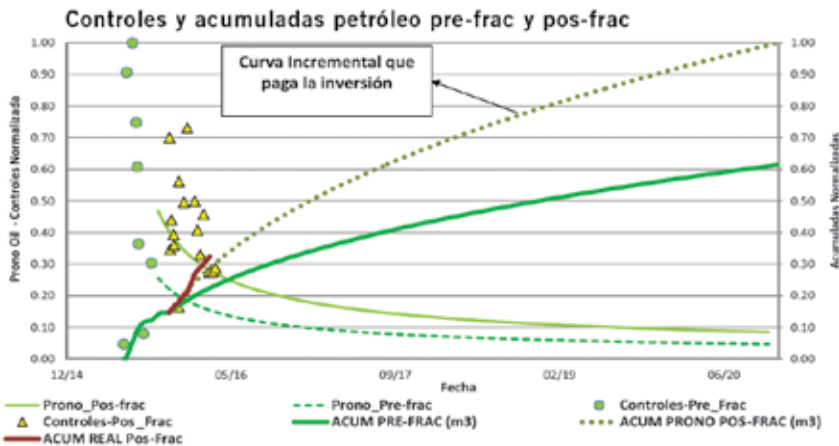


Figura 19. Producción pozo 4.

estimulada cuando la metodología de bombeo utilizada para el producto divergente es *on the fly*.

- Trabajar en la reducción de costos es fundamental para la economía de estos proyectos.

Próximos pasos

- Continuar estudiando los pozos tratados para comprender el impacto de la refractura en su vida productiva.
- Realizar pilotos para validar las otras técnicas de refractura:
- Piloto Water Refrac en pozos verticales.
- Piloto con divergentes en un pozo horizontal.
- Entender el impacto sobre la integridad de las fracturas que pueda tener el gerenciamiento de orificios en la puesta en producción posrefractura. ■

Bibliografía

SPE-178569: *Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale Formation*; Martinez, Alvarez Claramunt, Meriño, Larsen; YPF.

SPE-178620: *Interference Behavior Analysis in Vaca Muerta Shale Oil Development, Loma Campana Field, Argentina*; Rimedio, Shannon, Monti, Lerza, Roberts; YPF & Chevron OSC.

SPE-179148: *Lessons Learned from Refractured Wells: Using Data to Develop an Engineered Approach to Rejuvenation*; Li, Han, LaFollette, Kotov; Baker Hughes.

SPE-174979: *Refrac- Diagnostic Provide a Second Chance to Get it Right*; RS Leonard, CP Moore, RA Woodroof, CW Centers; ProTechnics Division of Core Laboratories LP.

Impact In Performance In Multi-fractured Horizontal Wells In The Vaca Muerta Shale Through The Application Of Different Flowback Policies; Rojas, Fernandez Badessich; YPF.

Worldoil.com (Vol 236, Nº 12): Systematic candidate selection improves Haynesville refracturing economics; William Hunter, Mark Turner, Jeff Willalobos, Encana; Dr. Alejandro Peña, Jason Baihly, Schlumberger.

Agua recuperada pre y post frac

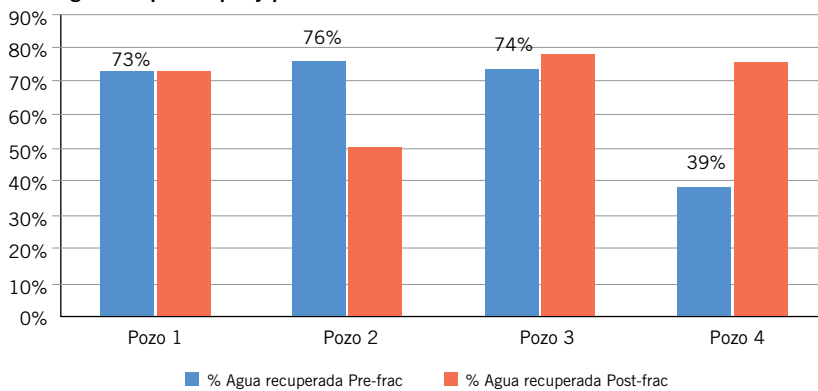


Figura 20. Porcentajes de agua recuperados pre-refractura y posrefractura.

operación. La correcta definición de los parámetros por considerar en esta selección es de vital importancia para el éxito de los proyectos de refractura.

- En función de los puntos anteriores se desprende que el desarrollo de un yacimiento no convencional debe contemplar un plan de refracturas en el mediano plazo, mejorando el potencial futuro del campo. Para ello se debe recorrer la curva de aprendizaje en cuanto a selección de candidatos, tecnología que se utilizará, optimización de la operación y reducción de costos.

Lecciones aprendidas

- El uso de tecnologías de materiales divergentes para zonas con alto contraste de estrés parecería

que no es la mejor opción, ya que no se evidencia de manera clara el efecto divergente. Para el caso de un pozo vertical en la fm. VM resultaría adecuado trabajar con dos o tres secuencias de refractura para cubrir la totalidad del espesor de formación.

- En los registros de producción (PLT) al primer mes de producción de los pozos 3 y 4, no se observó flujo cruzado entre las refracturas realizadas y las fracturas inferiores (originales), por lo que refracturar parcialmente un pozo vertical no presentaría inconvenientes en este aspecto.
- Al trabajar con materiales divergentes, analizando la presión de boca de pozo, se observa una mejor distribución del tratamiento de fractura en la totalidad de la zona



Congresos y Jornadas

2017 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Los que vendrán

Programa de líderes energéticos del CACME- 8° edición

El Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) tiene el agrado de invitarlo a participar del 8° Curso del “Programa de Formación de Líderes Energéticos” que comenzará el próximo jueves 10 de agosto.

En los siete cursos realizados han participado 700 alumnos de más de 136 empresas, de diferentes entes del Estado tanto nacional como provincial, organismos del Estado de todo el país y profesionales de Bolivia, Chile, Perú y Uruguay.

El objetivo es brindar a los participantes una visión actualizada de la problemática energética global, regional y local, de manera que puedan constituirse en intérpretes e interlocutores válidos sobre temas vinculados con la energía.

El curso está pensado para contribuir a la formación, en un tema central como es la energía, de profesionales, empresarios, funcionarios públicos, políticos, periodistas, miembros de ONGs, estudiantes universitarios avanzados, con interés o desempeño profesional en áreas de energía.

Consta de 18 jornadas, en las cuales se desarrollarán aspectos relacionados a todos los tipos de energía, y tendrá lugar los jueves de 18.30 a 21.30 h, y algunos martes de cada mes, con el auspicio del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Se dicta en forma presencial en el ITBA o a distancia por *streaming*. Ambas modalidades se realizarán el mismo día y horario y presentan igual costo.

El programa está estructurado a partir de diferentes estudios, once en total, que efectuó el World Energy Council (WEC) relacionado con distintos aspectos sobre todos los tipos de energías, aspectos que van desde lo físico hasta lo

Programa de Formación en Energía basado en estudios del World Energy Council (WEC)
Dirigido a profesionales, empresarios, funcionarios públicos, políticos, periodistas, miembros de ONGs, estudiantes universitarios avanzados, con interés o desempeño en áreas de energía.



JORNADAS DE FORMACIÓN EN ENERGÍA

una visión actualizada de la problemática energética global y su aplicación en la Argentina, dictadas por profesionales y especialistas con amplia experiencia.

INICIA: JUEVES 10 DE AGOSTO DE 2017
MODALIDAD PRESENCIAL O A DISTANCIA

Introducción a La Energía, tipos de energía, formas de obtenerlas y almacenarlas. | Límites de las Energías. Criterios de comparación. | World Energy Balance. Evaluación y construcción de políticas energéticas. Conceptos de Seguridad energética. Equidad energética y mitigación del impacto Ambiental. El Trilema en la Argentina. | Escenarios Energéticos. Estudio WEC Escenarios al 2050: "Jazz" y "Symphony". La técnica de escenarios, cómo se construyen, para qué sirven. Escenarios en Argentina, iniciativa de Adina. | Los usos de las Tecnologías Energéticas. Perspectivas Globales (WEC). Costos y precios en la Argentina. | Concepto de Intensidad Energética, cómo se mide. Las múltiples tecnologías de la eficiencia energética. Eficiencia Energética en Argentina. | Impacto ambiental de los diferentes tipos de energía: Petróleo, Gas Natural, Carbón, Nuclear, Hidráulica, Eólica y Solar, Biomasa. | Agua y Energía (WEC). Necesidades de agua de cada tipo de energía. El agua y la energía en Argentina. | La Energía y el Transporte. Escenarios globales del transporte al 2050 (WEC): "Freeway" y "Beltway". | La economía del Shale. Técnicas de producción. El Shale y el medio ambiente. El Shale en Argentina. | Tendencias mundiales en energía eléctrica. Generación y Transmisión en Argentina. | Programas regulatorios. Determinación del precio mayorista. Energías Renovables: Eólica, Solar, hidráulica, geotermia y marina.

Más información en: programadeformacioncacme.org.ar | Tel: +54 11 4383 2005
www.lideresenergeticos.org.ar | energiadg.org



técnico, económico, político y regulatorio. Estos estudios serán los disparadores para analizar la situación específica de nuestro país frente a cada uno de los temas que ellos abordan. Se entregará certificado de asistencia y de aprobación del curso.

Más información: www.lideresenergeticos.org.ar

Vuelve la Argentina Oil&Gas Expo (AOG)

Cada dos años el IAPG realiza 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. Fundamentalmente con el fin de 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; con el compromiso de respetar el ambiente.

Del 25 al 28 de septiembre de 2017 regresa una nueva edición (la 11°) de esta exposición internacional del petró-



leo y del gas, 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 undécima edición se proyecta la participación de más de 300 empresas, en una superficie de 35.000 m², con la presencia de 20.000 visitantes profesionales. La sede, como es tradicional, será La Rural Predio de Exposiciones, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Más información: www.iapg.org.ar

3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos



En paralelo con la AOG 2017, también del 25 al 28 de septiembre de 2017, se llevará a cabo el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional y llevará el nombre de "Ing. Luis Rabanaque". Contará con el auspicio de la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) también en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Conscientes de la importancia que revisten los desafíos de esta actividad en el mundo actual, el IAPG desea aportar una respuesta a la necesidad de crecientes conocimientos demandados por la perforación, la terminación, la reparación y el servicio de pozos tanto en yacimientos tradicionales, como en yacimientos maduros y no convencionales, arenas compactas, arcillas esquistosas (*tight sands, shale gas, shale oil, etc.*).

En este congreso participarán las empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina y destacadas personalidades y expertos en los temas mencionados.

Las exposiciones técnicas se desarrollarán según los ejes temáticos siempre referidos a problemas y soluciones vinculados con la perforación: seguridad, salud ocupacional y medioambiente; innovaciones tecnológicas en la construcción de pozos; innovaciones en los equipos de torre; operaciones en campos maduros y no convencionales; logística de operaciones; fluidos de perforación, terminación y reparación; operaciones *offshore*; integridad de pozos, abandono de pozos; manejo de *flowback*, tratamiento de desechos sólidos y líquidos; geomecánica de rocas; capacitación y desarrollo del personal; control de pozos; productividad de la industria y su optimización.

Más información: www.iapg.org.ar

XVII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas 2017

Del 18 al 20 de octubre de 2017, en la ciudad colombiana de Bogotá se realizará en XVII Congreso Colombiano de Petróleo & Gas 2017. Desde hace 34 años ACIPET celebra este congreso petrolero, uno de los más importantes de la región, donde la industria hidrocarburífera colombiana pone en común sus experiencias y lanza sus novedades tecnológicas.



El congreso cuenta con destacados oradores y expertos en varias áreas, que darán charlas magistrales, foros y exposición de artículos técnicos. El congreso se desarrollará en el Centro de Convenciones G12 de Bogotá y se espera la presencia de los más altos cargos políticos y económicos del país. Más información: <http://congresoacipet.com/evento>

Washington será sede de la WGC2018

El evento mundial de gas más importante del mundo, la 27ª Conferencia Mundial del Gas (WGC 2018) llegará a Washington DC del 25 al 29 de junio de 2018, bajo el lema



“Alimentando el Futuro”. El evento marca la primera vez en los 86 años de historia de WGC que se llevará a cabo en el país considerado uno de los mayores productores de gas del mundo.

El WGC 2018, patrocinado por la Unión Internacional del Gas (IGU) y la Asociación Americana del Gas (AGA), recibe el apoyo de la inmensa mayoría de la industria y como es habitual, una participación excepcional, con más de 40 líderes mundiales de la industria energética confirmados como oradores principales. La convocatoria de resúmenes para completar el programa está abierta, y se espera que el evento atraiga a más de 12.000 representantes de toda la cadena de valor del gas natural, la más definitiva industria global de gas reuniendo líderes influyentes, responsables de políticas, responsables de compras, proveedores y expertos.

En esta edición, el evento buscará reafirmar el papel central del gas natural como una fuente crucial para la energía limpia, abundante, económica y sostenible. Se esperan más de 1.000 especialistas del sector de todo el mundo y 500 ponentes de alto nivel en foros donde presentarán sus puntos de vista sobre los temas y oportunidades más actuales y estratégicas de la industria.

“Hay una necesidad crítica de que los participantes en la industria y los responsables de la formulación de políticas colaboren para hacer avanzar el papel del gas natural en la combinación energética mundial. Como la voz global del gas, la IGU busca mejorar la calidad de vida mediante el avance del gas como contribuyente clave para un futuro energético sostenible”, comentó Jay Copan, Director Ejecutivo de WGC 2018.

WGC 2018 se celebrará conjuntamente con el centenario de la fundación de AGA. Se esperan 12.000 asistentes, 500 oradores y 350 compañías expositoras de 100 países.

El llamado a la presentación de trabajos está abierto hasta el 1 de septiembre. Más información: www.wgc2018.com y www.aga.org

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Pampa Energía inauguró la Central Eléctrica Parque Pilar

Pampa Energía puso en funcionamiento la nueva Central Térmica Parque Pilar. El Presidente de la Nación, Ing. Mauricio Macri, encabezó el acto que contó con la presencia de la Gobernadora de la Provincia de Buenos Aires, María Eugenia Vidal, el Intendente de Pilar, Nicolás Ducoté, y los Ministros de Energía y Producción entre otras autoridades nacionales, provinciales y locales.

La central tiene una capacidad instalada de 100 MW, cuyas instalaciones ya están preparada para una potencial ampliación de 50 MW adicionales. Está dotada con 6 motores Wärtsilä de última generación, que pueden utilizar como combustible gas natural como *fuel oil*. Son turbinas de gran eficiencia, capaz de alcanzar potencia máxima en apenas 10 minutos.

Además de la instalación de la planta, Pampa construyó un gasoducto de 3 km de longitud. Y una nueva línea subterránea de 132 KV, también de 3 km.

La obra demandó más de 350 puestos de trabajo y una inversión de 100 millones de dólares. Y se realizó en tiempo récord, cumpliendo anticipadamente con la fecha establecida por la licitación. El 12 de octubre del año pasado ingresó la primera máquina para mover la tierra y 10 meses después la obra ya está en plena producción.

La Central Parque Pilar forma parte de la adjudicación de 4 plantas de generación eléctrica que obtuvo Pampa Energía en las licitaciones organizadas por el Ministerio de Energía el año pasado, por un total de 400 MW, con una inversión superior a los 450 millones de dólares.

Recientemente la empresa inauguró una nueva turbina en la central Loma de la Lata, en la provincia de Neuquén, con 100 MW de capacidad instalada y una inversión de 100 millones de dólares. La tercera de esas



centrales se está construyendo en Bahía Blanca, y está programada su puesta en marcha en diciembre. Por último, también en la cercanía de Bahía Blanca, en mayo del 2018 estará finalizado el primer Parque Eólico de la compañía.

Recientemente, Pampa se presentó en una nueva licitación para cerrar ciclos combinados con tres proyectos para construir 500 MW adicionales, que si son adjudicados, demandarán una inversión que supera los 7000 millones de pesos.

Siemens celebra sus 160 años en la Argentina

Siemens celebra 160 años de su primer proyecto en Argentina, recordando la instalación de la primera red telegráfica que acompañaba el recorrido del Ferrocarril del Oeste de Buenos Aires (FCO), en su trayecto inicial de 10 km entre la estación del Parque y La Floresta. Ese fue el primer proyecto de la empresa en el país, que desde entonces ha tenido una fuerte y sostenida participación en su desarrollo, brindando soluciones integrales en los campos de la electrificación, automatización y digitalización.

En 1908, Siemens inauguró formalmente su filial en la Argentina y tres años después puso en funcionamiento la primera fábrica que suministraba generadores de corriente alterna y motores eléctricos para importantes industrias, como la del Ingenio Ledesma en la provincia de Jujuy, el mayor productor de azúcar del país. Hacia 1919, con más de 400 empleados, Siemens desarrolló redes de telecomunicaciones, construyó tranvías, electrificó numerosas industrias y comenzó a fabricar localmente desde medidores de corriente

continúa hasta los primeros generadores eléctricos y máquinas de alta frecuencia en el país.

En las dos décadas siguientes, la empresa abrió nuevas sucursales y fundó Siemens Bauunion, una subsidiaria dedicada a obras de ingeniería. Desde aquellos tiempos es líder en la industria eléctrica y en tecnología aplicada. Con aproximadamente 600 personas altamente capacitadas y especializadas en cada uno de los sectores de la producción, Siemens brindaba un aporte significativo al entonces aún incipiente desarrollo industrial del país.

Comenzó así en el país la era de los grandes proyectos de infraestructura, en los que Siemens tuvo múltiple participación y que hasta la fecha son símbolos del progreso técnico. Cabe mencionar entre las obras más emblemáticas a la central hidroeléctrica de Cacheuta –en su momento la central de mayor potencia en toda América del Sur–, el equipamiento para varias líneas de subterráneos, la electrificación e iluminación de numerosos edificios, muelles y calles, así como la operación de las grúas en el “nuevo” puerto de Buenos Aires.

En 1931, empleando a más de 3.000 personas, Siemens mudó sus instalaciones a un edificio propio construido al estilo Bauhaus con 13 pisos de alto en Buenos Aires, y a mediados de esa misma década construyó en el tiempo récord de cuatro semanas el Obelisco, el monumento histórico icónico de la ciudad de Buenos Aires. Además, realizó las obras para la calle más ancha del mundo: la avenida 9 de Julio.

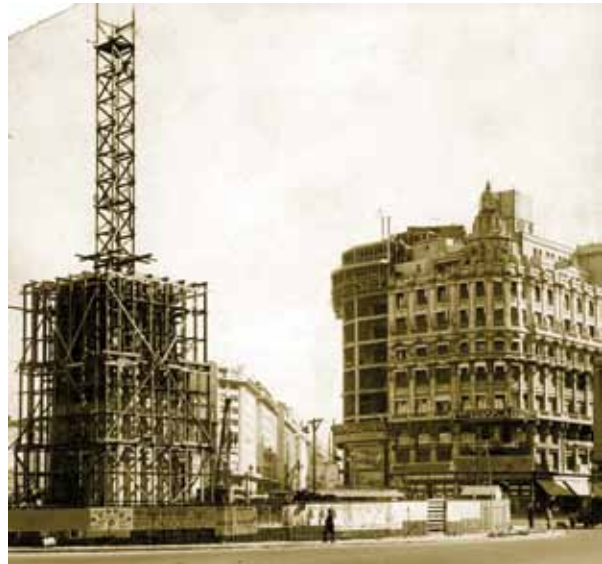
En 1951 se puso en servicio la Central térmica San Nicolás, de 300 MW, que brindó energía eléctrica a la ciudad de Buenos Aires. Además, en ese entonces se decidió montar una planta fabril en gran escala y dos años más tarde se comenzó con el suministro de cable coaxial para una nueva red de telecomunicaciones entre Buenos Aires y Rosario, lográndose por primera vez en América del Sur el intercambio directo de programas de televisión entre dos ciudades.

En las décadas de 1970 y 1980, se realizaron también varias obras pioneras, como lo son la central de conmutación telefónica más austral del mundo en Ushuaia y la central nuclear Atucha I (la primera de su tipo en América Latina), se instaló el primer tomógrafo computado del país y el sistema de iluminación más moderno del mundo, con motivo del Campeonato Mundial de Fútbol de 1978. Finalmente se equipó y construyó el Despacho Nacional de Cargas, que aún opera como centro de control para la distribución de energía, además de gestionar el consumo nacional de electricidad.

En las últimas décadas Siemens asumió nuevos y ambiciosos desafíos que fueron y son aportes sustan-

ciales al desarrollo del país. En el ámbito la generación energética se suministraron generadores para la central hidroeléctrica de Yacretá, se contruyó la planta de generación de energía Genelba de 670 MW, las centrales San Martín y Manuel Belgrano, que aportan un total de 1.660 MW al sistema energético argentino y la Central Termoelectrica Guillermo Brown, en Bahía Blanca, con capacidad para generar 540 MW a través de dos turbinas de gas de alta eficiencia y dos generadores.

Además, se instaló una turbina de vapor, generador y equipamientos mecánicos y eléctricos en la central nuclear Atucha II, con capacidad de 700MW, y se suministraron tres turbinas de gas para las centrales térmicas “Ensenada” y “Brigadier Lopez” de 810MW.



En el último año se suministraron 8 turbinas de gas para el Grupo Albanesi en diversos proyectos de generación eléctrica distribuida, con una capacidad combinada de 600MW, y 12 turbinas de gas para la firma “Araucaria”, en sus 4 plantas de generación térmica con una capacidad combinada de 690 MW.

En paralelo y en el campo industrial, Siemens contribuyó en los últimos años sustancialmente con el desarrollo del sector. A modo de ejemplos recientes merecen mencionarse la instalación de la línea de soldaduras de carrocerías, suministro de tableros y montaje eléctrico del sector de pintura para la planta de Volkswagen en Pacheco, el sistema de automatización y equipamiento de distribución de energía para la planta de Louis Dreyfus en Santa Fe, la provisión de motores eléctricos, accionamientos, tableros eléctricos y



sistema de automatización para una nueva máquina de producción de papel de “Papelería Samsung”, el equipamiento para la construcción de la planta de extracción de aceite de soja de Renova, y la Solución Simatic para la migración del sistema de control de la cinta transportadora en la planta de embotellado de Femsa (Coca Cola), entre otros. Como proyecto icónico merece también mencionarse el desarrollo de la ingeniería, provisión de equipamiento, supervisión de montaje y puesta en marcha para el Rompehielos Almirante Irizar, que ha regresado a las aguas recientemente.

En el área de movilidad, Siemens contribuyó a la modernización y la expansión de la infraestructura ferroviaria del país desde sus comienzos. Se modernizaron recientemente las subestaciones y componentes de infraestructura de las líneas de los ferrocarriles suburbanos Mitre y Sarmiento, se realizó el mantenimiento de los coches de la Línea E de subterráneos, modernizamos los sistemas eléctricos y de señalización en la Línea H, que cuenta así con el moderno sistema Trainguard MT. Se actualizó también el sistema de señalización y el centro de operaciones en la Línea C y actualmente estamos construyendo las subestaciones para la electrificación del Ferrocarril Roca, ramal Plaza Constitución – La Plata.

La empresa ha desempeñado un importante papel a lo largo de estos 160 años en el país, cuyo impacto puede resumirse en los siguientes datos ilustrativos:

- Aportó el ~80% de la generación de energía eléctrica instalada en los últimos 10 años y el ~50% de las estaciones transformadoras de 500kV instaladas en los últimos años.
- Contribuyó con la electrificación del 70% del sistema ferroviario metropolitano, subterráneos, tro-

lebuses y tranvías de diversas ciudades argentinas.

- Contribuye con el ~70% de la producción anual de vehículos automotores, con el ~40% de la capacidad de producción de molinera de soja y girasol, y con el ~40% de las “salas blancas” (de ambiente controlado) del sector farmacéutico.
- Actualmente la empresa exporta además tecnología y servicios a unos 20 países de todo el mundo.

Emerson presenta actualiza el configurador de campo con la primera tecnología de sincronización automática

El AMS TREX de Emerson ahora cuenta con nuevas características que mejoran el tiempo de respuesta a los cambios operacionales gracias a la mejor visibilidad en su clase, de los cambios de campo. La tecnología de sincronización automática convierte a AMS Trex en el primer configurador de campo que sincroniza automáticamente los datos de campo con la base de datos de AMS Device Manager. Al conectar los datos de campo con los responsables de la toma de decisiones, el personal de mantenimiento y operaciones tendrá acceso aún más rápido a los cambios de campo y un seguimiento de auditoría preciso para los requisitos de cumplimiento y análisis.

Antes del AMS Trex, cuando ocurrían cambios en el campo, la información sobre estos a menudo era incompleta, inexacta o retrasada. El comunicador elimina este riesgo de datos inexactos, registrando y modificando la hora de todos los cambios a medida que ocurren. Con el seguimiento de auditoría resultante, las organizaciones no solo saben qué se cambia, sino también cuándo y por cuál dispositivo, simplificando así la solución de problemas relacionados con el cambio y proporcionando datos fácilmente accesibles para auditorías de cumplimiento.

Incluso si un técnico está atendiendo a un dispositivo varado lejos de la base de datos de activos o en una zona sin conexión Wi-Fi los cambios se almacenan en el caché local en el comunicador y se cargan tan pronto como el dispositivo se conecta automáticamente con el sistema, ya sea de forma inalámbrica o por cable USB.

El comunicador AMS Trex, como parte de la cartera Always Mobile de Emerson, aprovecha la potencia del



IoT industrial (IIoT) para ofrecer los datos requeridos por el personal para mejorar la eficiencia de mantenimiento y la fiabilidad de la planta, desde dondequiera que trabajen. Con Auto Sync, los supervisores de planta no tienen que perder el tiempo rastreando unidades individuales para verificar que los cambios de dispositivo se han cargado en la base de datos. En cambio, los comunicadores pueden permanecer con los técnicos, mejorando su eficiencia. Además, los nuevos dispositivos de campo se registran en el comunicador del dispositivo y se llenan automáticamente en la base de datos de activos.

“El comunicador AMS Trex ofrece una solución donde el AMS Device Manager y los comunicadores portátiles trabajan juntos en armonía para garantizar la sincronización de todos los cambios en los dispositivos en campo”, dijo Pat Fitzgerald, vicepresidente de soluciones de confiabilidad de Emerson. “Los supervisores de planta pueden fácilmente mantener la integridad de la base de datos de activos ayudando al área gerencial a mantener el cumplimiento y confiar en la integridad de sus datos”.

El portafolio Always Mobile de Emerson es un componente fundamental del ecosistema digital Plantweb™, que permite a los profesionales acceder a herramientas personalizadas, analíticos y cuadros de mando en cualquier lugar y en cualquier momento, extendiendo el alcance del IIoT a través de la planta y más allá.

En Latinoamérica el configurador de campo TREX se ha lanzado acompañado de excelentes descuentos para que los clientes puedan aprovechar y modernizar su área de instrumentación. Más de 100 empresas disfrutan actualmente de estos beneficios en diferentes países latinoamericanos con gran aceptación de acuerdo con los requerimientos y las características propias de la región.

Para obtener más información acerca de cómo el AMS Trex Communicator puede ayudar a preservar la integridad de los datos: <http://www.emerson.com/trex>

Para experimentar la demo interactiva visite: <https://www3.emersonprocess.com/fieldcommunication/AMSTrexInteractive/>

Para más información digital del ecosistema digital Plantweb y el portafolio de soluciones de IIoT de Emerson que permite a los clientes trabajar para lograr el desempeño operacional de Quartil Superior emerson.com/Plantweb.

Siemens construye una autopista eléctrica en Alemania

La empresa de ingeniería alemana Siemens construirá la infraestructura eléctrica que permitirá suministrar energía a los camiones híbridos que circulen en un tramo de 10 km de la Autopista A5, en la región de Hesse.

Siemens será responsable de la planificación, construcción y mantenimiento del sistema, el cual es parte de un proyecto conjunto entre el Ministerio Federal de Alemania para el Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear (BMUB) y Hessen Mobil, la empresa responsable de la gestión de carreteras y transportes en Hesse.

Los camiones híbridos, que contarán con un pánógrafo inteligente, podrán circular impulsados por sus motores eléctricos en ese tramo sin generar emisiones, cambiando automáticamente al modo híbrido en el resto de la carretera. Con este sistema, se ofrece una solución económicamente viable para el transporte de carga, lográndose una significativa reducción de la contaminación.

Econat cumple 25 años en Oil & Gas

Econat S.A., consultora de IT de origen nacional, conmemoró su 25º aniversario en julio último.

A través de la experiencia adquirida desde 1992 por su equipo de profesionales y técnicos especializados, Econat aporta soluciones a medida, flexibles y confiables

en cuatro áreas estratégicas: IT Consulting & Services, Software Factory, Data Quality Services, BI Solutions.

En el rubro de petróleo y gas se destaca su labor por el trabajo fluido con sus clientes dentro de los más importantes proyectos estratégicos de la industria de los últimos años relativos a migración de Bases de Datos core (por cambio de versiones), así como también en la provisión de profesionales con alto grado de *expertise* y conocimiento tanto en IT como en el Negocio.

Todos estos años de experiencia desarrollando proyectos de manera conjunta con empresas nacionales y extranjeras de gran envergadura convirtieron a Econat en un socio estratégico, con relaciones comerciales que perduran en el tiempo, basadas en la confianza mutua y en procesos ejecutados bajo certificación ISO 9001.

Entre sus principales clientes se encuentran YPF, Pan American Energy, Pluspetrol, Total Austral, Pampa Energía, Petrolera Entre Lomas.

Econat S.A. es la empresa líder del Grupo Econat, conformado por Econat Ltda. (Bolivia), Econat Perú S.A. (Perú) y Econat Uruguay S.A. (Uruguay). Su oficina central se encuentra ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. También cuenta con una base operativa en las provincias de Neuquén, Chubut y Mendoza. www.grupoconat.com



Schneider Electric anuncia los 12 equipos finalistas de Go Green in the City 2017

Schneider Electric, especialista global en manejo de la energía y automatización, anunció el 7 de agosto último la lista de los 12 equipos que competirán en la ronda final de Go Green in the City, competencia internacional estudiantil de casos de estudio enfocados en soluciones energéticas para ciudades inteligentes.



Los 12 equipos participantes provienen de: Estados Unidos, China, Francia, Reino Unido, Tailandia, Brasil, Pakistán, Nueva Zelanda, India y Turquía.

Seleccionados de un total de 76 semifinalistas, estos equipos incluyen representantes de cada una de las ocho regiones globales participantes. La ganadora de todas las mujeres del "Women in Business Award" es de la Özyegin University en Turquía, y otros tres equipos adicionales que llamaron la atención del panel.

Los finalistas deben prepararse para el último desafío de la competición: presentar su caso final de estudio a un panel del jurado ejecutivo de Schneider Electric. Cada equipo será asesorado por un voluntario de la compañía, que ofrecerá su apoyo. Su función es ayudar a los participantes a desarrollar sus soluciones, centrándose en las necesidades de los usuarios y los impactos del proyecto, la factibilidad y el retorno de la inversión.

James Nathan, Gerente de Cuenta Empresarial de Schneider Electric Canadá y mentor de *Go Green in the City* desde 2013, comentó: "Este concurso permite a miles de estudiantes de todo el mundo conocer a Schneider Electric como un gran lugar para trabajar y una empresa en la que podrían unirse en un futuro. También es una oportunidad para que el Grupo comparta su ambición de innovar en todos los niveles para ayudar a repensar las industrias, transformar las ciudades y enriquecer la vida de los ciudadanos a través de la tecnología de gestión de la energía y la automatización".

Lanzado en 2011, *Go Green in the City* ofrece a los estudiantes de ingeniería y de negocios (a partir de segundo año) la oportunidad de presentar sus innovadoras ideas de gestión de energía para las ciudades inteligentes del futuro. Como en años anteriores, se pide a los participantes que propongan una solución de gestión de la energía para responder a los desafíos de las ciudades inteligentes en cinco campos: residencial, universitario, empresarial, hospitalario o de gestión del agua. Cada equipo de dos personas debe incluir al menos una mujer.

El interés en *Go Green in the City* ha crecido considerablemente desde el lanzamiento de la competencia. Este año, Schneider Electric recibió más de 19.000 solicitudes, un 20% más que en 2016. Además, están representados 180 países, 24 por primera vez. El número de universidades participantes ha aumentado un 25% a 2.900, mientras que el 58% de los competidores son mujeres. *Go Green in the City* también ha atraído un

mayor interés en las redes sociales, con un aumento del 51% en visitantes únicos al sitio web de la competencia (más de 130.000), un aumento del 123% en Facebook (más de 29.000) y 32% más seguidores en Twitter (1.950).

YPF y Shell avanzan en un piloto no convencional en Neuquén

El presidente de Shell Argentina, Teófilo Lacroze, y el presidente de YPF, Miguel Ángel Gutiérrez, mantuvieron hoy un encuentro con el gobernador de la provincia de Neuquén, Omar Gutiérrez, tras la firma del decreto que pone en vigencia el acuerdo alcanzado en mayo pasado entre ambas compañías para el área Bajada de Añelo, con el objetivo de desarrollar Vaca Muerta.

Por medio de este acuerdo se forma una asociación donde cada compañía tendrá una participación del 50% del bloque Bajada de Añelo, en el que Shell será el operador.



Dicha asociación asumirá el compromiso de inversión existente de 447 millones de dólares mediante la realización de un piloto no convencional en 2 fases.

"Este nuevo paso en la alianza con Shell es muy importante, ya que nos permitirá iniciar los trabajos en un bloque con un gran potencial en materia de recursos no convencionales", afirmó Miguel Gutiérrez durante el encuentro. "Es vital para la compañía y el país seguir sumando socios estratégicos que nos permitan acelerar las inversiones y el desarrollo de Vaca Muerta", resaltó Gutiérrez.

Por su parte, Teófilo Lacroze destacó: "Se están logrando avances en el sector energético en la dirección correcta. Vaca Muerta ofrece una gran oportunidad y tenemos que seguir trabajando e invirtiendo para alcanzar ese potencial". Además, agregó: "Como compañía que está hace más de cien años en Argentina, apostamos al desarrollo energético del país y lo seguiremos haciendo con inversiones como la que anunciamos hoy".

Bajada de Añelo es un área de 204 km², ubicada al noroeste de Loma Campana en una zona estratégica de Vaca Muerta, que cuenta con recursos *shale oil* y *shale gas*.

Eaton presenta celdas secundarias de Media Tensión XIRIA

Xiria es el nombre de la familia de productos de la nueva generación de equipos de distribución de media tensión de Eaton. Esta familia de productos pertenece a la línea de interruptores de vacío ecológicos capaces de operar adecuadamente corrientes nominales de carga y corrientes de corto circuito de alto esfuerzo.

Para incrementar la resistencia dieléctrica del interruptor de vacío, también se diseñaron interruptores de vacío encapsulados en material de resina epoxi. La familia de interruptores IEC de media tensión usa esta tecnología de aislamiento sólido que ha abastecido a una amplia gama de aplicaciones durante más de 40 años.

Las celdas de distribución XIRIA están diseñadas según estos probados interruptores de vacío, certificados para 30.000 operaciones.

Todos los paneles están equipados con un conmutador de cambios ubicado en la misma estructura sellada de por vida que el disyuntor. El conmutador de cambios consiste de tres ejes conectados a las barras colectoras o puntos de conexión a tierra. Debido a que el conmutador de cambios está mecánicamente bloqueado, solo se puede usar si el disyuntor está en la posición abierta. El conmutador es de operación manual de 2 posiciones (servicio/tierra), es libre de mantenimiento. Con contactos auxiliares para posiciones de servicio/tierra e indicador de posición por medio de ventanas de inspección e indicadores mecánicos.

Algunas características diferenciales de la familia de productos Xiria:

- **Sustentable:** la cantidad mínima de componentes, el diseño ecológico, el libre de uso de gas SF6 (altamente contaminante) y sus materiales reutilizables o reciclables en su vida útil son los fundamentos esenciales para indicar la sustentabilidad de su aplicación.
- **Seguro:** el aislamiento visible mediante ventanas de inspección en la parte frontal, los compartimientos protegidos, el sistema capacitivo de detección de voltaje para verificación de aislamiento, sus bloqueos lógicos mecánicos y eléctricos y las capacitaciones constantes en su uso hacen que el producto sea de implementación y maniobra segura.
- **Confiable:** el diseño completo certificado de acuerdo normas IEC, la prueba de falla de arco de acuerdo a norma IEC 62271-100/102/103/200/304, el aseguramiento de calidad conforme a DIN EN 9001-2000 y las pruebas de rutina IEC60529, IEC60044-1/2, muestran su condición de confiabilidad.
- **Libre de mantenimiento** dada la composición de sus partes y mecanismos que se instalan en un ambiente cerrado resistente a influencias medioambientales.
- **Facil de usar** por su altura ergonómica para la conexión de cables y el acceso simple a los mismos.
- **Bajo costo de instalación**, de conexionado y de disposición final. Al no necesitar canal de arco externo y comprobaciones de presión de SF6, se reducen los costos de instalación y mantenimiento posterior.

Para satisfacer las distintas demandas del mercado, se comercializa las celdas de Media Tensión XIRIA, con unidad principal de anillo, para redes de hasta 24 kV / 20 kA, con interruptores de corriente nominal de 630 A.

La familia XIRIA incluye múltiples posibilidades y configuraciones: Tipo Bloque, Expandible y Medición.

El sistema tipo bloque de Xiria ya se utiliza con frecuencia en estaciones transformadoras, pequeñas industrias, aplicaciones de servicio pesado y edificios comerciales. Así como también en:

- Subestaciones de distribución de servicios públicos.
- Plantas de energía eólica
- Grandes aplicaciones industriales
- Hoteles
- Centros comerciales
- Edificios de oficinas
- Proyectos de infraestructura (túneles, trenes, subterráneos, aeropuertos, etc.)
- Universidades
- Hospitales
- Centros de datos.

Sus características diferenciales y su diseño innovador hacen que el Xiria sea líder en la industria eléctrica.



Profesionales & consultores



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

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

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar



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

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

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

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

NOVEDADES DEL IAPG

Exitosas jornadas en Seccional Sur sobre eficiencia y sustentabilidad en yacimiento maduros

El 16 y 17 de agosto último se realizaron en Comodoro Rivadavia, organizadas por la Seccional Sur del IAPG, las 20° Jornadas Técnicas para incrementar la eficiencia y la sustentabilidad en yacimiento maduros, con exposiciones de profesionales del sector.

En efecto, a sala llena, la seccional sureña del IAPG dedicó estas jornadas en busca de la mejora continua de la industria a la eficiencia y la sustentabilidad en las tareas diarias en los yacimientos.



Según indicó Conrado Bonfiglioli, gerente de la Seccional Sur del IAPG, la jornada fue un éxito: se presentaron más de 50 trabajos, entre papers y posters, que llegaron no solo de la zona sino también de distintas provincias, como Neuquén y Mendoza. "Esto denota el interés por dar a conocer cómo se trabaja en la actualidad", indicó Bonfiglioli.

En los papers se destacó el valor de presentar casos de éxito y también malas experiencias, de las cuales se pudo obtener una gran enseñanza. "Es importante hacer conocer los avances y las nuevas experiencias



en la industria del petróleo y gas y su relación con el incremento de la eficiencia en la producción", señaló Bonfiglioli.

Además de especialistas de la industria, se contará con la presencia de alumnos de la UNPSJB (Facultad de Ingeniería y de Ciencias Naturales), al igual que del CERET y de la Escuela del Petróleo. Entre los principales temas expuestos se contó con la perforación y la terminación de pozos, desarrollo y evaluación integrada de yacimientos, reservorios, recuperación secundaria, producción y gestión.

El IAPG celebró 60 años de vida

El IAPG celebró el 30 de julio su 60° aniversario. Nacido en 1957 a partir de la Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP), se denominó IAP (Instituto Argentino del Petróleo) hasta que en 1996, con la incorporación de las nuevas empresas de gas, se adoptó el nombre de Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Desde sus inicios, el IAPG contó con el apoyo de las compañías del sector del petróleo y del gas. En 1957 el IAP se formaba con 38 socios-entidad. Dentro del instituto se desarrollan actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de petróleo, gas y derivados; así como compañías de servicios, proveedores de equipos y materiales, consultoras y otras.

La expansión territorial alcanzó a todas las regiones de mayor actividad de la industria. Ya en 1958 se habían organizado delegaciones en Campana, La Plata, Puerto Galván, Plaza Huincul, Comodoro Rivadavia, Mendoza y Salta. La mayoría de ellas devinieron en seccionales. Hoy son siete las seccionales que desarro-





llan actividades técnicas, de capacitación y de responsabilidad social y están ubicadas en Tartagal, Mendoza, Neuquén, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Río Grande y La Plata. En Houston, Texas, tiene su sede el IAPG Houston, una entidad hermana que representa y difunde la industria argentina de los hidrocarburos en los Estados Unidos.

Desde la entidad subrayaron que “las metas inmediatas se han ido redefiniendo a lo largo del tiempo, se

adaptaron en función de los avances tecnológicos y de las necesidades de cada época. De todos modos una mirada cronológica de las acciones del IAPG central y de las seccionales permitirá seguramente confirmar que los objetivos planteados en 1941 (cuando aún era el ISAP) estuvieron presentes a lo largo de toda su historia”.

El IAPG aprovechará la ocasión de reunir a toda la industria en la AOG 2017, la Argentina Oil & Gas, para realizar la correspondiente celebración.

Cursos de actualización 2017

OCTUBRE

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 4 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES OPERATIVAS Y FISCALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 5 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 10 al 13 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 10 y 11 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*

Fecha: 12 y 13 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 16 al 18 de octubre. Lugar: Buenos Aires

AUDITORÍA INTERNA, UNA HERRAMIENTA PARA LA MEJORA DE

PROCESOS EN EMPRESAS DE O&G

Instructores: *R. Campo y C. Torres*

Fecha: 19 al 20 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 26 y 27 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández,*

E. Fernández y O. Montano

Fecha: 31 de octubre al 3 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

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

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 6 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccoardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*

Fecha: 8 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

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

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 13 al 18 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 16 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

Instructor: *C. Topino*

Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 22 al 24 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccoardo*

Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE DE POZO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 28 de noviembre al 1 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 30 de noviembre al 1 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

DECIEMBRE

EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE SHALE OIL Y SHALE GAS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 4 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 6 y 7 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

NOVEDADES DESDE HOUSTON



Asumieron las nuevas autoridades del IAPG Houston

Como es tradicional a mitad de año, el IAPG Houston realizó su Asamblea General, en la que se llevó a cabo el traspaso de mando a las nuevas autoridades del organismo, basado en la “capital mundial de la energía”, en Houston, Texas.

En efecto, el 17 de agosto pasado se realizó la Asamblea Anual del IAPG Houston, en la que se presentan los resultados del año que finaliza y se realizan las elecciones del directorio que entrará en funciones en el nuevo período.

En la primera parte de la asamblea, el presidente del periodo 2016-2017, Ing. Miguel Di Vincenzo, presentó los principales eventos realizados durante el año: cinco almuerzos con presentaciones sobre la Argentina, un encuentro con los empresarios argentinos que asistieron a la OTC-2017 y el tradicional Torneo de Golf en octubre de 2016.

Pero, sin dudas, el evento más importante de este año que será recordado por mucho tiempo, fue la visita a Houston del presidente de la Argentina, Ing. Mauricio Macri, para participar en un encuentro denominado “Investing in Argentina”, que se realizó en abril de este año. En ese encuentro también participaron el ministro de Energía (Juan Aranguren), el ministro de Producción (Francisco Cabrera), los CEO’s de las principales compañías que operan en la Argentina y más



Entrega de la Beca del IAPG Houston (C. Manzoillo-2017-18) a Leopoldo Matías Ruiz.

de 300 empresarios relacionados con la industria de la energía de Texas.



Entrega de la Beca del IAPG Houston (C. Manzoillo-2017-18) a Debora Tieppo.





Entrega del mando presidencial del Ing. Miguel Di Vincenzo a la Ing. Patricia Martínez (Presidente 2017-18).

El evento fue un gran éxito en varios aspectos, pero lo más importante para la Argentina fue que los principales jugadores que participan en el desarrollo del *shale* americano, líderes tecnológicos de esta actividad, tuvieron la oportunidad de escuchar al presidente del país mostrando las acciones que se están llevando adelante para impulsar el desarrollo de Vaca Muerta y para apoyar la llegada de nuevas inversiones al sector energético de la Argentina.

Al finalizar el informe anual del presidente saliente, se presentaron los dos estudiantes que ganaron las becas del IAPG Houston del período 2017-18. Desde su fundación, hace 15 años, el IAPG Houston entrega una beca a un estudiante argentino. Este año, gracias al incremento de las recaudaciones en los eventos realizados, se pudieron entregar “dos” becas completas,

de USD10.000 a estudiantes argentinos que realizan estudios de posgrado en los Estados Unidos. La primera beca fue entregada a Leopoldo Ruiz, quien realiza su posgrado en la Universidad de Texas (en Austin); y la segunda a Debora Tieppo, quien realiza su posgrado en la Universidad de Texas A&M.

En la última parte de la asamblea anual se realizó la votación el directorio del período 2017-18 que entró en funciones el 17 de agosto. La conformación es la siguiente:

Presidente: Patricia Martínez (Enerflex)

Past President: Miguel Di Vincenzo (EcoStim E.S.)

Vice President: Joe Amador (Tudor Pickering)

Directores: Carlos Garibaldi (Ecopetrol); Jose L. Vittor (Hogan Lovells); Pietro Milazzo (Weatherford); Guillermo Hitters (Luxmath); Carlos Macellari (Tepetrol); Andrés Weissfield (Woodmac); Diego Mur (Hess); Jorge Uria (Consultant); Maximiliano Western (YPF); Eduardo Galindez (Tenaris); Juan Marco Braga (Total); Lucas Santimoteo (Chevron); Marcelo Ranieri (Tenaris).

Deputy Directors: Eduardo Núñez (Exxon); Juan Pedro Bretti (Repsol); Pablo Medina (Woodmac); Carola Rawson (Enerflex).



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

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	31	MILICIC	49
AESA	19	MWH ARGENTINA	26
AXION ENERGY	45	NALCO	69
BAKER HUGHES A GE COMPANY	65	NOV COMPLETION & PRODUCTION SOLUTIONS	63
BTU	101	PAMPA ENERGIA	41
CEDRO TEXTIL	75	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
COMPAÑÍA MEGA	23	PECOM SERVICIOS ENERGIA	35
DEL PLATA INGENIERIA	89	PETROCONSULT	100
DOVER ARTIFICIAL LIFT	113	PYAT	77
EDVSA	87	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
ENSI	27	SERVIUR	16
EXXON MOBIL	85	SWISS MEDICAL/ECCO	43
FINNING	53	TACKER	61
FORO IAPG	119	TECMACO	57
FUNCIONAL	25	TECPETROL	39
GABINO LOCKWOOD	29	TEXPROIL	RETIRO DE CONTRATAPA
GIGA	125	TOTAL	9
HALLIBURTON ARGENTINA	17	TUBHIER	47
HONEYWELL	115	V Y P	125
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	129	VALMEC	55
INDURA ARGENTINA	37	VETEK	48
INDUSTRIAS JUAN F. SECCO	67	WINTERSHALL ENERGIA	81
INDUSTRIAS QUILMES	22	YPF	7
IPH	64	ZOXI	71
ITAL VINIL SAN LUIS	59		
KAMET	CONTRATAPA	Suplemento Estadístico	
MARSHALL MOFFAT	21	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
MARTELLI ABOGADOS	53	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
METALURGICA SIAM	18	VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA



ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification



MULTI PORT PACKER



BALL FRAC VALVE



PLUG AND PERF SYSTEM



MULTI ZONE INJECTOR WELLS



DISSOLVABLE BRIDGE PLUG



NON CONVENCIONAL WELLS



COMPOSITE BRIDGE PLUG



CIPOLLETTI
Headquarters
Manufacturing Plant
Engineering

G. Marconi 1800
Río Negro - Argentina
+54 (299) 479 0197

ingenieria@texproil.com.ar

COMODORO RIVADAVIA
Operation Base

Av. del Libertador 1090
Chubut - Argentina
+54 (297) 448 7379

ventas@texproil.com.ar

NEUQUÉN
Operation Base

Primeros Pobladores 2297
Nequén - Argentina
+54 (299) 479 0197 / 2302
+54 (299) 442 9703

www.texproil.com.ar

PRESENTE EN
OIL&GAS 2017

KAMET[®]
CALZADO de SEGURIDAD

***NUESTRA ENERGÍA
PUESTA EN TU TRABAJO***



COMPRAS ONLINE //

www.kamet.com.ar

Seguinos en



YouTube



SECURITY SUPPLY S.A.
Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI)
Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina
(+5411) 4208-1697
info@kamet.com.ar