



Los No Convencionales, hacia el desarrollo extendido



Medio sponsor de:



5º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
REFINACIÓN
Construcción de una industria sostenible
una industria de vanguardia sustentable



10 años de
**EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera productora privada de petróleo y gas de la Argentina.
Desde hace 20 años, invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que
otros crezcan.

Pan American
ENERGY



Hemos comenzado el 2018 con importantes planes y eventos. La fecha en sí es significativa, puesto que este año se cumplen 100 años del descubrimiento de petróleo en la Cuenca Neuquina. Un monolito que rodea el Pozo 1, en la Plaza Huincul, está allí para recordarlo. Hace 60 años que el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas acompaña la actividad, desde la creación de la Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP), luego el IAP y hoy el IAPG.

Una actividad que crece y se vuelve cada vez más compleja, acompañada por la tecnología, como sucede con el tema de tapa de este número de *Petrotecnia*: el desarrollo del No Convencional, que en los últimos siete años ha crecido en la curva de aprendizaje y, actualmente, en nuestro país, está preparado para un mayor desarrollo.

Así lo demostraremos en distintas actividades que el IAPG proyectó para este año, como un workshop sobre el No Convencional, que realizamos desde hace dos años en conjunto con la Agencia Internacional de la Energía (IEA) *Unconventional resource development in Latin America*, junto con el *Gas & Oil Technologies Collaboration Programme* YPF; o la jornada que realizamos en Houston, Texas, *The future of Shale in Vaca Muerta*, para dar a conocer a los inversores todo el conocimiento sobre el potencial de nuestras formaciones y los avances realizados por nuestra industria al respecto.

Este año también acompañaremos a todos los sectores productivos de la industria: la Comisión de Producción planifica una jornada sobre Yacimientos Maduros, la Ciudad de Mendoza nos hospedará durante el 5º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación en agosto, y también para el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos en noviembre.

Será un año lleno de desafíos, en el que la cadena de valor buscará su espacio, por ello los acompañaremos desde la AOG Patagonia, que realizaremos en octubre en la capital de la provincia del Neuquén. Desde el IAPG tenemos una gran expectativa por este evento, que realizamos cada dos años en las cuencas productivas, ya que funciona como termómetro de la actualidad de la industria.

En el marco de la AOG Patagonia realizaremos un congreso sobre la actualidad de la infraestructura del transporte y el tratamiento de gas, en momentos en los que aspiramos al crecimiento masivo de la producción. Allí, de la mano de sus protagonistas, se expondrán las lecciones aprendidas y los últimos adelantos en perforación.

Tenemos un gran año por delante, les pedimos que nos acompañen.
¡Nos vemos en el próximo número!

Ernesto A. López Andón





Tema de tapa

Los No Convencionales, hacia el desarrollo extendido

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 El No Convencional, listo para pasar al gran desarrollo

Por *Guisela Masarik* (editora de *Petrotecnica*)

Una mirada por el *state of the art* de la producción no convencional en la Argentina, que está preparada para pasar al siguiente nivel.

14 ¿Estamos lejos del desarrollo extendido?

Por Redacción de *Petrotecnica*

Una consulta a los protagonistas de las principales operadoras con actividad en el país, acerca de sus planes a corto plazo para pasar a la producción masiva.



26 Actualidad de los agentes de sostén

Por *Ing. Mariano Giglio* (Arflow)

Un repaso por las arenas que se emplean en la estimulación hidráulica, en particular las que se utilizan actualmente en los Estados Unidos, y la perspectiva en la Argentina.

36 Infraestructura *in situ*: un centro de almacenaje y logística integral de agente sostén

Por *Ing. Pablo Bustamante* (Ingeniería Sima)

Mientras se amplía la infraestructura necesaria para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la zona de Vaca Muerta, se están generando soluciones *ad-hoc* en la zona de operaciones, a veces provenientes de otro tipo de industrias, como estas tolvas de uso mayormente agrícola.

40 Caso de estudio: experiencias de limpieza en pozos horizontales *slim hole* no convencionales

Por *Luis Bustos, Florencia Etcheverry, Leandro Gallo, Tatiana Martirena y Gonzalo Vidal* (YPF S.A.)

Este trabajo expone el desarrollo sobre las reologías de los fluidos OBM de alta densidad en pos de reducir el punto de fluencia para obtener mejores condiciones de limpieza y disminuir la presión.

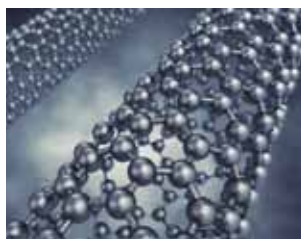


50 El uso de trazadores químicos de gas revela detalles de la limpieza de un pozo de gas No Convencional en la Fm. Vaca Muerta

Por *Daniela Ceccon (YPF S.A.), Daniel García y Joaquín Ramírez (Y-TEC) y Patricio Panichelli (Tracerco).*

Un desafío que se presenta es el proceso de limpieza en los pozos de *shale gas* de forma de garantizar la mejor performance del pozo durante su etapa de vida útil. Este trabajo presenta el estudio del caso de un pozo de gas no convencional en la formación Vaca Muerta. Asimismo, atraviesa dos horizontes productores para evaluar el proceso de limpieza y comparar la productividad de ambos.

Notas Técnicas



68 “Investigación y desarrollo de nanotecnologías EOR en la Argentina”

Por *Ing. Mariano Clerici* (Consultor de EOR. Universidad de Buenos Aires, Instituto de Ingeniería Biomédica), *Dra. Carol Olmos, Ing. Andrea Vaca e Ing. Gustavo Rosero* (Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo), *Dr. Maximiliano Pérez y Dra. Betiana Lerner* (Universidad de Buenos Aires, Instituto de Ingeniería Biomédica y Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo).

Este trabajo describe el desarrollo de una investigación acerca de la nanotecnología en nuestro país, sobre todo aplicada a la recuperación mejorada de petróleo.



76 Gestión de integridad en cruces encamisados de gasoductos de transmisión

Por *Ing. Qco. Eduardo J. Carzoglio (Transportadora de Gas del Norte S.A.)*

Este artículo presenta la experiencia de TGN en la gestión de la integridad de los cruces encamisados. Se analiza de qué manera inicialmente, trabajando de manera reactiva, la empresa pudo intervenir donde hubo defectos severos dentro de las camisas. También se muestran datos obtenidos en posteriores pruebas de herramientas de inspección interna donde es posible ver cómo se ha detenido en forma permanente el crecimiento de defectos.

84 “Nuevas tecnologías en varillas de bombeo para ambientes agresivos”

Por *Pablo Funes y Federico Cámara (Metalmecánica) y Eduardo J. Dottore (PanAmerican Energy)*

Los proyectos de recuperación secundaria generan un aumento en el corte de agua del fluido producido en pozos maduros, lo cual implica la utilización de bombas mecánicas más grandes y éstas, originan mayores cargas a la sarta de varillas y mayor corrosión. En este trabajo se muestra la evolución favorable al utilizar un nuevo material en las varillas para ambientes agresivos.

Congresos

92 Congresos y Jornadas

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

95 Novedades de la Industria

113 Novedades desde Houston

110 Novedades del IAPG

114 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 LIX N° 1, febrero de 2018

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.000 ejemplares

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

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

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

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1600

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Lic. Teófilo Lacroze
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Lic. Valeria Soifer
Ing. Horacio Turri
Dr. Dante M. Ramos
Cdor. Javier Gremes Cordero
Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma
Ing. Germán Patricio Macchi
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Ing. Daniel Anibal De Nigris
Cdor. 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. Julián Invernizzi
Sr. Hermann Carlos Steinbuch
Lic. María Carmen Tettamanti
Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Eduardo Tapia Alvaay
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Ing. Mariano Gargiulo
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

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
Cdor. Rubén de Muria
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló

Sr. Juan Pablo Vanini
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yáñez
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Sr. Damián Claccia
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. Claudio Sebastián Ciampa
Sr. Juan Lucino
Sr. Rodrigo Espinosa
Ing. Adrián Marcelo Burtnik
Geól. Mariano González Rithaud
Sr. Iván Hansen
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes



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

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

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

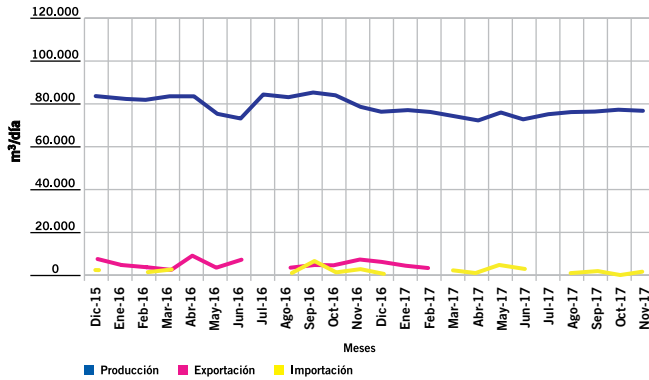
YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

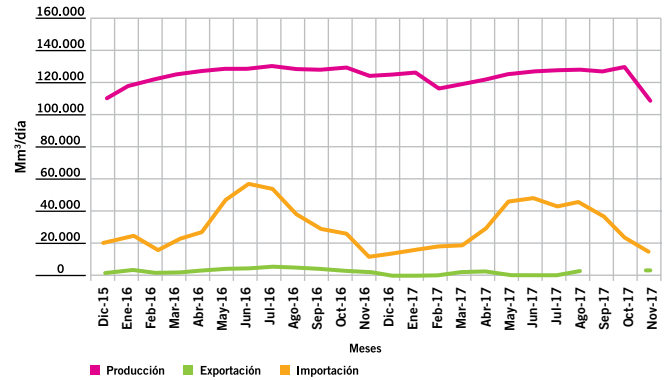


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

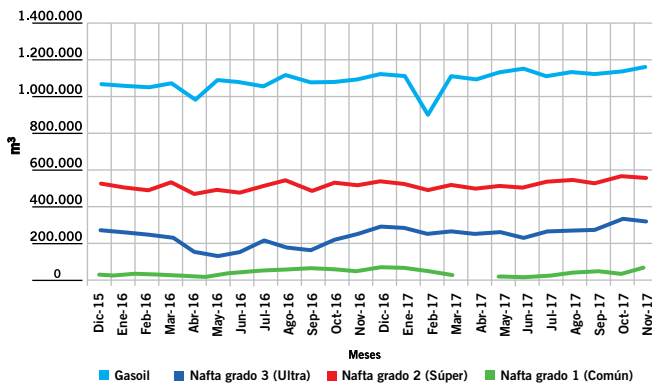
Producción de petróleo vs. importación y exportación



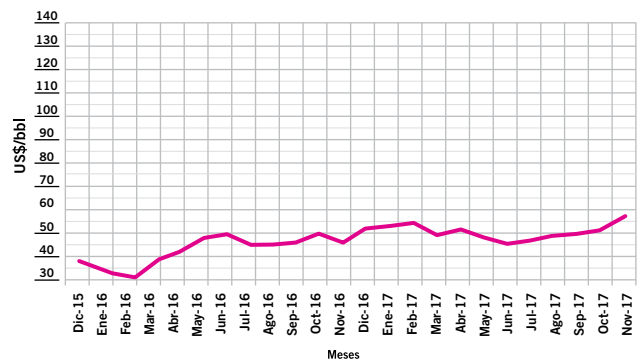
Producción de gas natural vs. importación y exportación



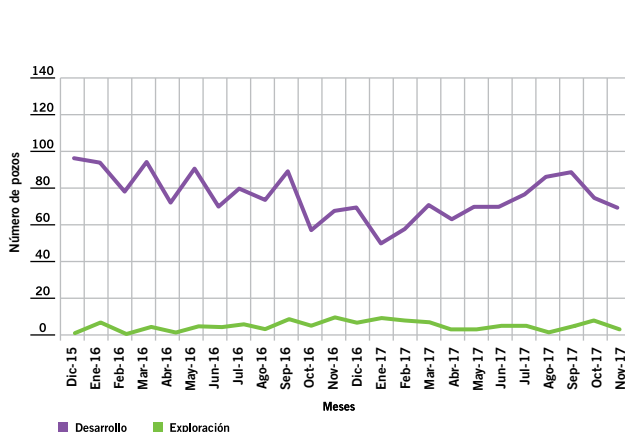
Ventas de los principales productos



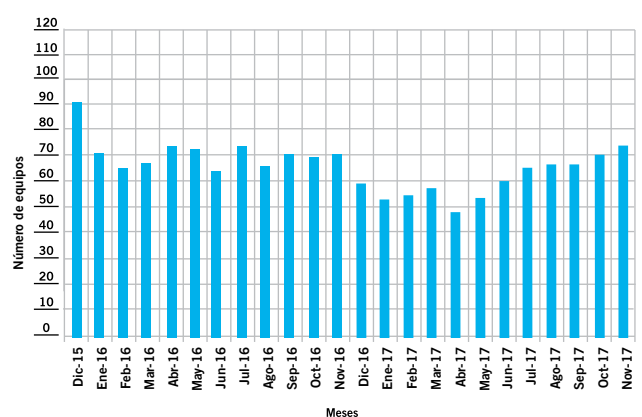
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY

El No Convencional, listo para pasar al desarrollo masivo

Por **Guisela Masarik** (editora de *Petrotecnia*)

Un repaso por algunos de los grandes avances realizados por los operadores en los últimos años en el No Convencional del país.

Han pasado casi siete años desde aquel informe de la DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos) que ubicaba a Vaca Muerta en el segundo lugar en el nivel mundial de recursos de hidrocarburos en *shale* gas. Hoy, con más de 830 pozos perforados de *shale*, 80 Mbblle producidos y tres proyectos en etapa de desarrollo extendido, aún guardamos distancia con los de Estados Unidos.

Sin embargo, es claro el avance. Al analizar la historia reciente, se puede debatir acerca de si el sector hidrocarburífero argentino pudo haber avanzado más rápido en el no convencional, o si podría haber dedicado menos tiempo al aprendizaje. Siempre es más fácil encontrar defectos en las tareas luego de haberlas realizado, aun sabiendo que esta actividad requiere de una fuerte curva de aprendizaje, tecnológico y del reservorio.



Un aspecto que tampoco era menor es que en los años iniciales la Argentina tenía pocos profesionales familiarizados con la perforación de pozos horizontales y las estimulaciones múltiples. Además, se seguían recetas norteamericanas que en varios casos no funcionaron tan correctamente en los reservorios de nuestro país. Actualmente se tiene una base sólida de profesionales con una curva de *expertise* bien desarrollada en el nivel local, y que crece exponencialmente, tanto en las operadoras como en las compañías de servicios.

En cuanto a los precios del gas, el Gobierno nacional anunció recientemente un plan de estímulo para el desarrollo de estos proyectos no convencionales (Res. 46/419-2017). Este plan asegura un precio de gas por cuatro años. Se entiende que ese precio es conveniente para estos tipos de proyectos. Adicionalmente, en materia de petróleo ya no hay un precio fijo, como era en el pasado, sino que está atado al mercado externo; en los últimos meses ese precio subió.

En relación al *labor cost*, el nuevo acuerdo gremial, aún en vías de implementación en algunos de sus puntos, no cambia completamente el juego, pero al aplicarse, está permitiendo a las operadoras una actividad más lógica.

En un ámbito puramente técnico, la *performance* de los pozos avanzó mucho; se pasó de los verticales a los horizontales, y estos últimos han mejorado significativamente su producción, debido principalmente a las mejoras en los diseños de fractura, en la ejecución, en la operación y en el incremento del largo de la rama horizontal lateral.

Y al analizar la disponibilidad de los equipos, las compañías de servicios han logrado una sana competencia y un aumento significativo de la eficiencia de los servicios, por ejemplo los contratos de *pumping* (compresión) se redujeron significativamente. Hilando un poco más fino, estas compañías de servicio se han ido abriendo a una tipología de contratos atados a la performance de los servicios, por ejemplo los contratos de estimulación, cuyo costo depende de cuántas etapas mensuales se realizan; entre otras posibilidades.

La disponibilidad de equipos también ha recibido un apoyo por parte de las autoridades nacionales, con la baja de aranceles al 7% de la importación de equipos usados, un incentivo anunciado por el presidente argentino, Mauricio Macri, durante un almuerzo ofrecido en 2017 en Houston, Texas, por el IAPG y el IAPG Houston.

En los comienzos se presentaron varios problemas que, gracias al esfuerzo realizado por los principales actores del sector, hoy no lo son (tanto). A modo de ejemplo: inicialmente el agente sostén se importaba en su totalidad, existía la convicción de que sería un problema difícil de resolver, pero hoy se tiene la posibilidad de suministro de arena local; por supuesto que aún falta bajar los altos costos de la logística, pero en ello se está trabajando.

Otro punto importante era la extensión de las concesiones de explotación, era inviable pensar en la puesta en producción de los pilotos y en el posterior desarrollo si a las concesiones les quedaban solo 10 años de plazo. Las autoridades de aplicación, sumado al accionar de las provincias, enfrentaron este problema y, en la actualidad, ya hay numerosas concesiones no convencionales con plazos de 35 años.



“Áreas con concesiones extendidas”

Orden	Área	Operador
1	El Orejano	YPF S.A.
2	Loma Campana	YPF S.A.
3	La Amarga Chica	YPF S.A.
4	Bajada de Añelo	YPF S.A.
5	Lindero Atravesado	Pan American Energy LLC
6	Bandurria Norte	Wintershall Energía S.A.
7	Bandurria Centro	Pan American Energy LLC
8	Bandurria Sur	YPF S.A.
9	Cruz de Lorena	O&G Developments LTD S.A.
10	Sierras Blancas	O&G Developments LTD S.A.
11	Bajo del Choique-La Invernada	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.
12	Aguada Federal	Wintershall Energía S.A.
13	La Escalonada	Total Austral S.A. Suc.Arg.
14	Rincón la Ceniza	Total Austral S.A. Suc.Arg.
15	Río Neuquén	YPF S.A.
16	Fortín de Piedras	Tecpetrol S.A.
17	Punta Senillosa	Tecpetrol S.A.
18	La Ribera I y II	YPF S.A.
19	Pampa de las Yeguas I	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.
20	Aguada del Cajón	Capex S.A.
21	Centenario	Pluspetrol S.A.
22	Aguada Pichana Este	Total Austral S.A. Suc.Arg.
23	Aguada Pichana Oeste	Pan American Energy LLC
24	Aguada de Castro	Pan American Energy LLC
25	Rincón del Mangrullo	YPF S.A.
26	Los Toldos I Sur	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.



En suma, en estos casi siete años, el desarrollo del no convencional se convirtió en una opción cierta en la Argentina. El trecho se ha recorrido con pasos firmes, basados sobre todo en la geología *world class* de formaciones como Vaca Muerta; y en el hecho de que ya se puede producir económicamente. Lo que comenzó con contados actores ha ido sumando más *players*, lo cual favorece el intercambio de información. De hecho, una gran variedad de empresas nacionales e internacionales están invirtiendo en proyectos piloto y otras, como se muestra en este número de *Petrotecnia*, pasando a la etapa productiva.

Puede decirse que nuestra industria ya tiene el *know how*, realizó avances necesarios y que llegó al punto de inflexión en el que se encuentra lista para incrementar en forma significativa los proyectos y desarrollarlos hacia la masificación. ■

SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
 SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



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

Base Neuquén

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

Planta Industrial

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

Base Comodoro Rivadavia

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





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



¿Estamos lejos del desarrollo extendido?

Por *Redacción de Petrotecnia*

Una consulta a los protagonistas de las principales operadoras con actividad en la Argentina acerca de sus planes a corto plazo para pasar a la producción masiva.



Teófilo Lacroze

Presidente de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A.

1. ¿Qué inversión ha previsto su compañía en el No Convencional para este año y los próximos tres?

Para el período 2017-2020 tenemos un plan de inversiones en el país que contempla unos USD1200 millones de dólares en total para los negocios de *upstream* y *downstream*, lo que implica unos USD300 millones por año promedio.

2. ¿Tienen proyectos No Convencionales en etapa de masificación o próximos a ella?

Sujeto a ciertos resultados, en los próximos meses podríamos tomar la decisión de ir a desarrollo masivo de algunos de los bloques que operamos en Vaca Muerta, ubicados en la ventana de petróleo (*black oil*).

3. ¿Cuáles son los cuellos de botella técnicos que existen hoy para desarrollar el No Convencional? Y –de ser esta su estrategia– para pasar a la etapa de masificación?

Definitivamente existe un gran margen de mejora en el tema de los costos y la productividad, sobre todo en la actividad de completación (fractura hidráulica). Hay muchas iniciativas para abordar ese desafío, no solo una. La



aplicación plena de la adenda acordada entre todos los actores del sector en enero de 2017 y la aplicación efectiva del decreto de importación de equipos usados contribuirían positivamente. Otra posibilidad, por ejemplo, es implementar bonos por productividad atados a objetivos mensurables, como una cantidad de fracturas por día.

4. ¿Cuáles son las medidas que debería tomar las autoridades gubernamentales para acelerar el desarrollo de los No Convencionales?

La actividad tiene tres desafíos centrales hoy en día: lograr un régimen impositivo que sea conducente con la actividad, que se caracteriza por demandar altas inversiones de capital inicial y un recupero muy extendido en el tiempo; multiplicar las obras de infraestructura y ampliar la disponibilidad y la calidad de servicios asociados a la industria con el objetivo de reducir los costos, ganar productividad y obtener una mayor capacidad para competir internacionalmente; y reducir los tiempos improductivos, que también son un factor que hace crecer los costos del sector. Todas las medidas que vayan en el sentido de afrontar esos desafíos van a contribuir a acelerar y potenciar el desarrollo de No Convencionales.

5. Cuando su empresa compara los servicios afectados al No Convencional en los Estados Unidos y los servicios en nuestro país, ¿cuáles son las principales diferencias?

Una diferencia es que los costos de perforación y completación son más altos. La brecha es mayor en completación. Esto se debe básicamente al costo extra que surge de la importación de los equipos y la menor productividad local. Otro punto muy importante es la infraestructura (rutas, ductos, puertos, ferrovías, etc.). Esto no tiene hoy un impacto tan relevante, pero será un limitante en el mediano plazo, cuando la actividad se incremente un 200% o un 300%.

Daniel De Nigris

Presidente de ExxonMobil Exploration Argentina

1. ¿Qué inversión ha previsto su compañía en el No Convencional para este año y los próximos tres?

Hasta la fecha, la inversión de ExxonMobil en exploración y desarrollo de sus operaciones en Vaca Muerta excede los USD600 millones desde que comenzó con las actividades en el área. En la actualidad, poseemos concesiones de explotación no convencional a 35 años en los bloques Bajo del Choique-La Invernada, Pampa de las Yeguas, y Los Toldos I Sur, también somos operadores de Los Toldos II Oeste, y Loma del Molle y tenemos intereses en los bloques Sierra Chata y Parva Negra junto a otros socios.

ExxonMobil está incrementando y acelerando las inversiones en desarrollo de gas natural en los bloques operados y es así que un reciente anuncio de inversión está



Industrias Quilmes S.A.




KURIYAMA GROUP

Condarco 215 (1878) - Quilmes
Buenos Aires - Argentina
(011) 4224-1659
industrial@inquisa.com.ar
www.inquisa.com.ar

MANGUERAS INDUSTRIALES

OROFLEX
CAUCHO Y POLIURETANO





Innovador diseño de fluido de fractura ahorra un millón de galones de agua dulce

Nuestros esfuerzos de vanguardia para aumentar la producción y reducir la cantidad de agua dulce utilizada en las operaciones de fracturamiento recientemente dieron como resultado un innovador diseño de fluido de fractura que ahorró a la operadora Phoenix Global Resources un millón de galones de agua dulce. Este servicio fue implementado en operaciones ubicadas en áreas con estrictas regulaciones ambientales y utilizó en un 100% agua de formación.

De esta forma, nuestro compromiso en comprender las expectativas y requisitos de nuestro cliente para sus operaciones en la provincia de Mendoza propició el desarrollo de Delta Frac® 140, un sistema de fluidos personalizado, para maximizar el re-uso de agua de formación. Asimismo se aplicó el servicio RockPerm™ para identificar el surfactante más apropiado y su concentración. Estas soluciones a medida permitieron realizar un total de diecisiete etapas de fracturas en cinco pozos verticales.

Continuemos obteniendo resultados. Juntos.



relacionado con el proyecto en Los Toldos 1 Sur. Este proyecto contempla una inversión inicial de alrededor de

USD200 millones para llevar a producción un grupo de pozos, junto con la construcción de instalaciones de producción y evacuación. Además, nos hemos comprometido a colaborar con la expansión de gasoductos en la región.

2. ¿Tienen proyectos No Convencionales en etapa de masificación o próximos a ella?

Estamos llevando a cabo distintas fases de operaciones en cada bloque y continuamos evaluando los resultados tras cada paso. En el bloque Los Toldos 1 Sur se han perforado y completado un pozo vertical y dos horizontales de 1500 m, que ya se encuentran en producción. En 2017 perforamos un pozo de 3000 m que fue el primer pozo de esa longitud horizontal de Vaca Muerta. Logro importante para la UTE de la que somos socios de APASA (Tecpetrol) y GyP. Como mencioné, en este bloque hemos anunciado el incremento y la aceleración de las inversiones con una inversión inicial de alrededor de USD200 millones para llevar a producción un grupo de pozos, junto con la construcción de instalaciones de producción y evacuación.

En el bloque de Bajo del Choique-La Invernada, tenemos tres pozos en producción, dos de los cuales tienen 2500 m de profundidad. En la misma área, contamos con una planta de producción, una terminal de petróleo y un gasoducto que conecta la producción del bloque al Gasoducto del Pacífico. Estas instalaciones comenzaron a operar a fines de 2017.

En Pampa de las Yeguas hemos perforado dos pozos

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

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

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



Diseño pensando en la comunidad.
stantec.com/latinamerica

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





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

de más de 3000 m de longitud horizontal, es uno de los pozos más extensos de la cuenca, actualmente estamos progresando el tercero. En este bloque también estamos incrementado la capacidad de tratamiento y producción mediante la construcción de otra planta de tratamiento y conexión a Gasoducto del Pacífico.

En fase de desarrollo, cada pozo está planificado para producir y vender. Lo cierto es que en esta etapa, cada pozo es un aprendizaje. Evaluamos con los socios continuamente los resultados y buscamos acelerar la producción. Cada caso de éxito sirve para comprobar la viabilidad de nuevos proyectos y continuar evaluando la productividad de la cuenca.

3. ¿Cuáles son los cuellos de botella técnicos que existen hoy para desarrollar el No Convencional? Y –de ser esta su estrategia– para pasar a la etapa de masificación?

Nuestros objetivos están enfocados en operaciones más eficientes y productivas. Desde el aspecto técnico, continuamos explotando nuestra extensa experiencia en los No Convencionales y maximizando las mejores prácticas para aumentar la productividad y la rentabilidad de la cuenca. XTO Energy, subsidiaria de ExxonMobil, es quien lidera las operaciones desde el punto de vista técnico, y ha traído la visión de pozos horizontales más extensos. Gracias a su experiencia en No Convencionales aplicada en más 55.000 pozos en los Estados Unidos y Canadá, junto a nuestros socios y el apoyo de la provincia de Neuquén, hemos podido desafiar el abordaje técnico que tenía la industria en la Argentina.

La combinación de tecnología, conocimiento y experiencia es lo nos permitió diseñar pozos horizontales desde el principio. El abordaje ha sido reconocido por la industria como innovador para la cuenca. Este es clave para el desarrollo de recursos no convencionales y es fundamental para alcanzar mayor productividad y reducir costos.

Respecto a la infraestructura, en el corto plazo hay algunos desafíos vinculados a la evacuación del gas de Vaca Muerta dentro de la provincia, en lo referido a la conexión de los yacimientos con el *midstream*; mientras que en el largo plazo la adecuación de la infraestructura deberá centrarse en la estructura de evacuación troncal.

Cabe destacar que estamos trabajando conjuntamente con todos los integrantes de la industria para encontrar maneras de resolver esta situación de la manera más eficiente en el corto plazo.

Asimismo, entendemos que se están realizando todos los esfuerzos necesarios para que se encuentren las soluciones que permitan el rápido desarrollo relacionado a la evacuación en la cuenca.

4. ¿Cuáles son las medidas que debería tomar las autoridades gubernamentales para acelerar el desarrollo de los No Convencionales?

Nuestras expectativas están relacionadas a la implementación de las reformas destinadas a reducir costos y las identificaciones de nuevas formas para aumentar productividad y eficiencias. Esperamos que sigan generándose esfuerzos para reforzar un escenario competitivo. Estamos motivados por las recientes reformas implementadas en la industria para hacer los proyectos en la Argentina más

competitivos internacionalmente. Es positivo observar que tanto el Gobierno nacional, como el de la provincia de Neuquén han demostrado su interés y compromiso en el desarrollo de los No Convencionales y en la generación de mejores condiciones para su desarrollo y explotación. Esto se ha traducido en políticas públicas destinadas a favorecer la explotación y la producción sostenible en el tiempo, como la adenda al convenio colectivo de trabajo, la reducción de restricciones para la importación de equipos y la transición a precios de crudo de mercado internacional.

5. Cuando su empresa compara los servicios afectados al No Convencional en los Estados Unidos y los servicios en nuestro país, ¿cuáles son las principales diferencias?

Por el nivel y la madurez de desarrollo de los No Convencionales en los Estados Unidos, existe un mercado de servicios y productos más amplio. Esto, definitivamente, beneficia la continuidad y los tiempos de desarrollo de los recursos. En la Argentina todavía existe espacio para expandir la cartera de proveedores, lo que con el tiempo generará un espacio más competitivo y ayudará a reducir costos.

Gustavo Albrecht

Director General de Wintershall Energía S.A.

1. ¿Qué inversión ha previsto su compañía en el No Convencional para este año y los próximos tres?

En los últimos tres años hemos invertido más de USD700 millones. Para los próximos cuatro años estimamos invertir montos similares.



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

2. ¿Tienen proyectos No Convencionales en etapa de masificación o próximos a ella?

Uno de los proyectos más importantes, por su desarrollo actual y su escala potencial, es el de Aguada Pichana Este operado por Total, donde participamos con un 22,5%. A mediados de 2017 se lanzó el desarrollo del *shale gas* en este bloque después de haber concluido un exitoso piloto. Actualmente estamos perforando con dos equipos. Asimismo, como operadores tenemos proyectos en los bloques de Aguada Federal y Bandurria Norte. En ambas locaciones estamos testeando los primeros pilotos para luego decidir dónde iniciar el desarrollo.

3. ¿Cuáles son los cuellos de botella técnicos que existen hoy para desarrollar el No Convencional? Y –de ser esta su estrategia– para pasar a la etapa de masificación?

Para entrar en una etapa de desarrollo masivo, hay diversos aspectos que deben considerarse, por ejemplo, la infraestructura y los servicios disponibles. La oferta de equipos de perforación y fractura adecuados, así como las rutas y vías férreas, son fundamentales para satisfacer la demanda que genera una producción en escala a un costo logístico razonable. Por otro lado, es necesario tener más compañías de servicio con mayor capacidad instalada (equipos de perforación y set de fracturas). También enten-

“Tenemos bastante como para salir adelante”

Una mirada en conjunto del Laurens Gaarenstroom, Gerente General de No Convencionales Argentina de *Shell Exploration and Production Company*.

Al consultarle a Gaarenstroom cómo ve el panorama, su respuesta fue positiva: “Veo que muchos de los pilotos están en su fase final, llegando a un punto donde hay que decidir cómo avanzar. Muchas empresas este año van a incrementar la actividad en la cuenca. Mejoró todo: la curva de aprendizaje, la adenda laboral de Vaca Muerta es una mejora, las importaciones..., tenemos bastante como para salir adelante”. Pero aclaró: “Cuidado, que el mundo también sigue girando y en los Estados Unidos con los precios más altos, aumentó la actividad. Y ellos tienen la competitividad. De manera que hoy el inversor puede decidir entre invertir millones de dólares en la Argentina o en el Permian, que por ahora es más rentable, por eso urge avanzar y cerrar la brecha de los costos, que aún son más altos aquí, además porque todavía no tenemos la gran cantidad de proveedores que hay allí. Así que tenemos que ampliar la cantidad de empresas y atraer más inversores para que crezcan o generen nuevos proveedores”.

Entre los beneficios de nuestro país en comparación con el Permian, Gaarenstroom destacó: “Para empezar, la geología de clase mundial, pero después, detalles como la velocidad con que se obtienen aquí los permisos, puesto que allí no se trabaja con una sola entidad sino con un sinnúmero de superficiarios-propietarios y ello obliga a planificaciones complejas, mientras que aquí la propiedad del subsuelo está centralizada y los bloques son más grandes”.

Acerca de las medidas que aún podrían tomar las autoridades de aplicación, para facilitar el desarrollo del no convencional en la Argentina, se mostró optimista con lo existente pero aventuró: “Siempre hay cosas para mejorar de parte de todos: nosotros estamos trabajando en la curva de aprendizaje; los gobiernos, nacional y provinciales deben tener en cuenta que compiten con otros países e incentivar a las empresas que traen su dinero aquí y ayudar a acelerar períodos de amortización, creando, por ejemplo, cosas prácticas como un tax holiday que por ejemplo permitan dejar de pagar impuestos un tiempo a cambio de invertir más de determinado monto de dinero”.

Gaarenstroom, con experiencia en Recursos Humanos de varios países, se refirió a los adelantos en la materia en nivel local como a un “cambio cultural”: “El cambio puede lograrse pero va a llevar unos años” y destacó que en el futuro todos los empleados serán necesarios en trabajos más específicos, que requieran muchas especializaciones diferentes y el manejo de muchos datos para tomar decisiones, y que con el crecimiento de la actividad se capacitarán y perfeccionarán para generar el cambio.

“La diferencia de eficiencia que tenemos con otros países es nada menos que debido al entrenamiento, con cada vez más pozos serán cada vez más eficientes, bajará la cantidad de días necesarios para cada pozo, es decir que, en definitiva, todo es cuestión de eficiencia”, concluyó.



ULTRALIVIANOS



CUERO
100%
NATURAL



DE
CI



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MAS LIVIANA

MODELO STREET

CALZADO DE SEGURIDAD ULTRALIVIANO



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

FUNCIONAL

demostramos que a los efectos de mejorar la competitividad del sector, la promoción y el fortalecimiento de un mercado local de proveedores es crítico. La capacidad de evacuación de gas y petróleo debe ampliarse a los efectos de transportar el volumen incremental producto de un desarrollo masivo de Vaca Muerta.

A su vez, es necesario impulsar la formación de profesionales calificados. En este contexto y con las variables mencionadas, queda claro el desafío y la apuesta de las operadoras. La formación es prometedora y ofrece un gran potencial de desarrollo masivo. Esto implica un proceso gradual, que requiere de un gran compromiso y coordinación multisectorial. Esto ocurre, pero debe continuarse y adaptarse para alcanzar el desarrollo esperado.

4. ¿Cuáles son las medidas que debería tomar las autoridades gubernamentales para acelerar el desarrollo de los No Convencionales?

El balance sobre la gestión energética de las autoridades gubernamentales, en líneas generales, es positivo. El reordenamiento general es un proceso complejo en el que intervienen muchas variables. En este contexto, se están tomando medidas y disposiciones que permiten el fortalecimiento y la expansión de la industria. El acuerdo con los

sindicatos y la tendencia a la desregulación de los precios son algunos ejemplos. Aun así, es necesario seguir haciendo ajustes en relación con las mismas, así como adecuar el marco fiscal a las necesidades de estos proyectos.

5. Cuando su empresa compara los servicios afectados al No Convencional en los Estados Unidos y los servicios en nuestro país, ¿cuáles son las principales diferencias?

El mercado de servicios en los Estados Unidos tiene otras dimensiones, que se relacionan con la magnitud del desarrollo del *shale* allá. Teniendo en cuenta que la Argentina se encuentra en un estadio inicial, no es posible comparar la oferta de servicios directamente. Los Estados Unidos ha logrado desarrollar un mercado local de proveedores para acompañar y abastecer los proyectos de los No Convencionales.

En la Argentina, los desarrollos son más recientes y los sectores de servicios y logística deben ser desarrollados para abastecer una demanda a una escala mayor. No obstante, hemos observado significativos avances en la eficiencia de perforación y completación que nos hace pensar que los resultados obtenidos en los estados Unidos también son alcanzables en Vaca Muerta. ■

ARFLOW

PROPPANTS & LOGISTICS





Al servicio de la industria energética.



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

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

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



Actualidad de los agentes de sostén

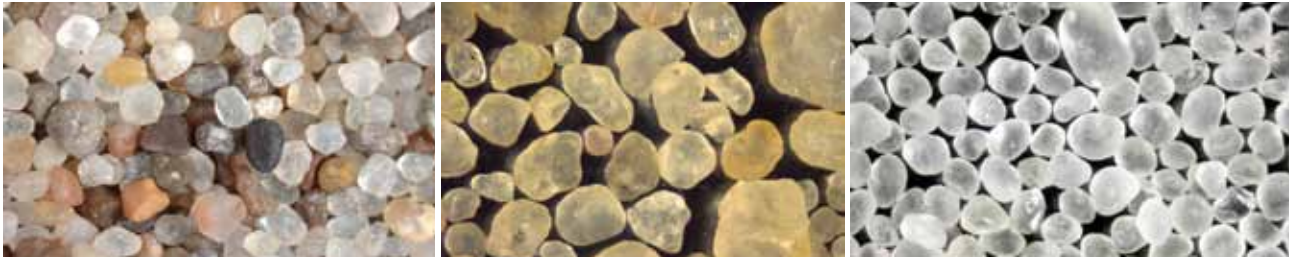
Por **Ing. Mariano Giglio** (Arflow)

Un repaso por las arenas que se emplean en la estimulación hidráulica, en particular las que se utilizan actualmente en los Estados Unidos, y la perspectiva en la Argentina.

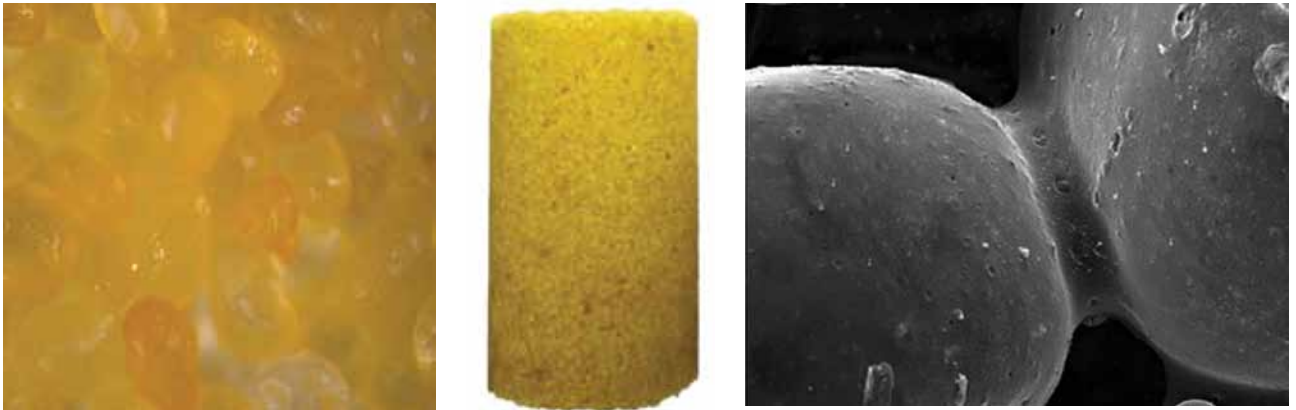
El agente de sostén, recurso primordial para la estimulación de pozos en reservorios *shale* o *tight*, tiene como función principal generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los recursos energéticos de estos reservorios, manteniendo abierta las fracturas y las fisuras creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica, también conocidas coloquialmente como *fracking*. Entre las principales características que debe cumplir un agente de sostén se encuentran las siguientes: alta resistencia a la

presión y diagénesis, redondez y esfericidad, granulometría controlada (distribución de partículas), alta conductividad, y bajo costo.

Los agentes de sostén se clasifican de diferentes modos, y además se pueden dividir en distintos tipos, tamaños, formas y usos, simplificado en arenas naturales de fractura (arenas silíceas); agentes de sostén modificadas (RCS - *Resin Coated Sand* y RCP - *Resin Coated Proppants*); agentes de sostén artificiales de producción, como cerámicos y agentes de sostén especiales.



Arenas naturales.



Agentes de sostén modificados.



Agentes de sostén artificiales. Cerámicos.

Para estas dos últimas categorías podemos realizar una sub-clasificación: cerámicos (en sus diferentes formas basados en su composición –contenido de bauxita sinterizada, caolín, silicato de magnesio o mezclas de bauxita y caolín–), desde cerámicos de ultra baja densidad (ULWC), pasando por las densidades intermedias, LWC (*Lightweight Ceramic*), IDC (*Intermediate Density Ceramics*), HDC (*High Density Ceramics*) y ultra alta resistencia UHSP (*Ultra-High-Strength Proppant*).

Por su parte, en los agentes de sostén especiales se pueden incluir agente de sostén del tipo radiactivos, que en su composición (caso de cerámicos) o recubrimiento (caso de RCS/RCS), contienen materiales radiactivos que emiten rayos gamma para su

detección dentro de la fractura e interpretación de su geometría, o tecnologías que incorporan materiales no radiactivos en los procesos de fabricación, conocidos como HTNCC (*High Thermal Neutron Capture Compound*), que al ser bombardeados con neutrones, elevan su energía y pueden ser detectados por herramientas especiales de perfilaje para el estudio de geometrías de fractura. Además, dentro de esta categoría especial existe una amplia gama de químicos que se absorben en el “Proppant” y, posteriormente, se liberan dentro de la fractura como inhibidores de parafinas y asfaltenos, inhibidores de incrustaciones y ruptores. En esta categoría, también se encuentran aquellos con formas no esférica, es decir, cilíndricos o angula-

res, diseñados para el ordenamiento y el apuntalamiento dentro de la fractura, de esta forma se logra el control de producción de sólidos. Finalmente, como tecnología compuesta existen agentes de sostén autosustentables impregnados con elementos químicos que liberan oxígeno generando burbujas que rodean al grano de agente de sostén permitiendo “flotar” en el fluido de fractura.

Cabe destacar que hoy el consumo se focaliza, en primer lugar, en las arenas naturales y, en un segundo lugar, con un consumo considerablemente menor, en los agentes de sostén cerámicos y, en menor medida, en los agentes de sostén modificados, basado el alto consumo de arenas naturales en la concepción de costo-beneficios,

con una visión clara de reducción de precios en la estructura de costo de la terminación de pozo, en la fase de estimulación que veremos más adelante, dejando el consumo de agentes cerámicos para requerimientos puntuales de reservorios en función de los altos valores de resistencia de estos materiales en comparación con las arenas, y por último, el uso acordado (entre un 2% y un 3% del total de agentes de sostén consumido¹) de agentes resinados con el fin de reducir o eliminar los problemas de *Proppant flow back*.

El control de calidad de estos materiales es fundamental para cubrir las exigencias de las condiciones de reservorio, las normas API-RP-19C (*American Petroleum Institute*) y su versión de la Organización Internacional de Estandarización (ISO-*International Organization for Standardization*) ISO-13503-2:2006/13503-5 se encargan de establecer los procedimientos para el control de calidad de parámetros, como granulometría (*Mesh Distribution - Sieve Analysis*), esfericidad y redondez, solubilidad ácida, turbidez, medición de densidades bulk, aparente y absoluta, quebrantamiento (*Proppant Crush - Resistance Test - K Factor*) y pérdida de peso por ignición usado para agentes de sostén resinados.

Las normas también establecen el procedimiento para las mediciones de conductividad de corto y largo plazo (*short and long term conductivity*) API-RP-19D o ISO-13503-5. Se debe entender que este parámetro se mide bajo condiciones de laboratorio y nunca es trazable en condiciones de reservorio, dado que en este último caso, ciertas condiciones, como la migración de finos, la dureza de la formación, los fluidos de reservorios, entre otros, pueden afectar la conductividad del pack de agente de sostén, dando valores diferentes a los evaluados en laboratorio.

A pesar de considerar los ensayos de conductividad no verificables en condiciones de reservorio, resultan un parámetro irrefutable de comparación entre distintas calidades de materiales y evalúan la eficiencia del pack de agente de sostén en su conductividad sometido a exigencias de largo plazo con altas presiones y temperaturas. De esta forma, se resalta la calidad del material y la respuesta de conductividad, resultados que reflejan no solo el

parámetro ensayado (conductividad), sino también su relación con los factores de calidad del material, como la redondez y la esfericidad, la alta resistencia al quebrantamiento y la distribución granulométrica; estas características son de difícil manifestación en arenas naturales no premium.

Historia de consumos. El inicio del No Convencional

El desarrollo de nuevas tecnologías para la perforación, la estimulación de pozos en las últimas décadas, así como el aumento de la demanda energética global, han abierto la puerta de los proyectos No Convencionales, tanto en reservorios de arcillas (*shale oil* y *shale gas*), de areniscas de baja o ultra-baja permeabilidad (*tight oil* y *tight gas*), o los denominados *Coal Bed Methane*, reservorios cuyas características requieren de estimulaciones de gran envergadura para lograr una producción rentable y de largo plazo. En los últimos años, con

el aumento y la mejora de las perforaciones horizontales, los tratamientos de estimulación se han incrementado en número y en volumen, con un récord que crece día a día en longitudes laterales que superan los 3.000 m para profundidades verticales variables.

Las condiciones de baja permeabilidad de estos yacimientos requieren de la estimulación hidráulica para alcanzar grandes superficies de contacto con el reservorio que permitan, a su vez, la acumulación de volúmenes de hidrocarburos comercialmente rentables. Estas estimulaciones, con el avance de las tecnologías de perforación horizontal, han incrementado su número causando un aumento en el consumo de agente de sostén, elemento que, como se mencionó, al ser inyectado en las fracturas creadas o fisuras abiertas, permite el movimiento de los fluidos de reservorios que buscamos explotar, ya sea gas o petróleo líquido.

Estados Unidos, el precursor del desarrollo de los recursos no convencionales, ha tenido un incremento de



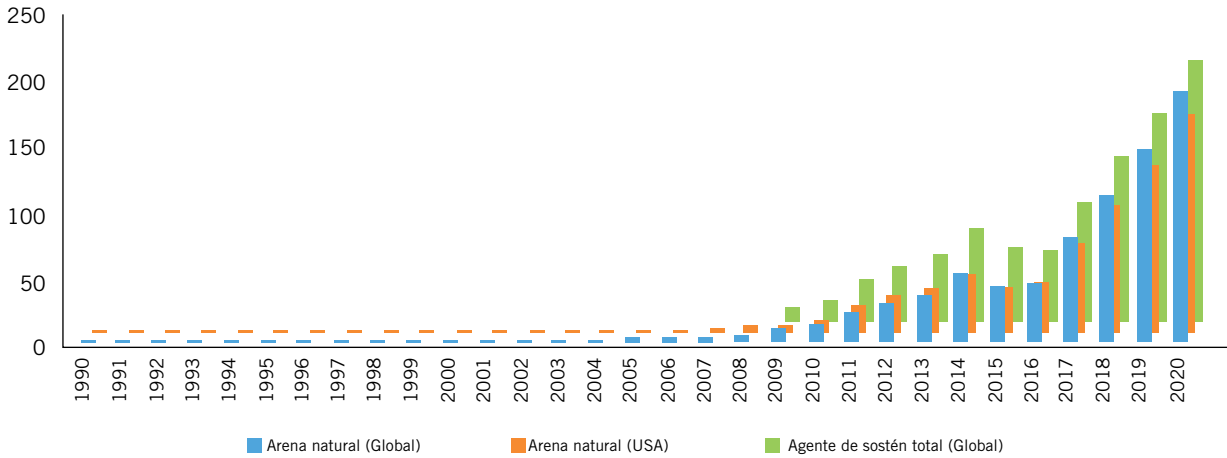


Figura 1. Distintas agencias de los Estados Unidos han realizados análisis de los últimos años de consumo y los proyectaron hasta 2020.


la actividad en las últimas dos décadas, que se ha vuelto exponencial en los últimos años logrando cifras récord de consumo de agentes de sostén (Figura 1).

Estimaciones para 2017 establecían mundialmente un consumo de agente de sostén natural en el orden de las 100 billones² de libras (45.300 millones de toneladas) con un adicional de un 10% de agente de sostén cerámico. Las arenas naturales, compuestas en un 99% de sílice en su forma cristalina (cuarzo), se han convertido en el mayor agente de sostén consumido en el nivel global con más de 1,5 millones de pozos estimulados hidráulicamente en los últimos 70 años desde la invención de la técnica de fractura. Las arenas naturales son las de mayor porcentaje de uso de todos los agentes de sostén principalmente ligado a su bajo costo. La pirámide de costos muestra la relación entre el costo de los agentes de sostén y su demanda o consumo anual (Figura 2).

Los últimos años de desarrollo de los proyectos no convencionales en los Estados Unidos han llevado al consumo de las arenas naturales a su límite técnico, incrementando su uso porcentual desde un 70% del material



Figura 2. Pirámide de costos.



Empresa de servicios e ingeniería con un alto grado de profesionalismo enfocada 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

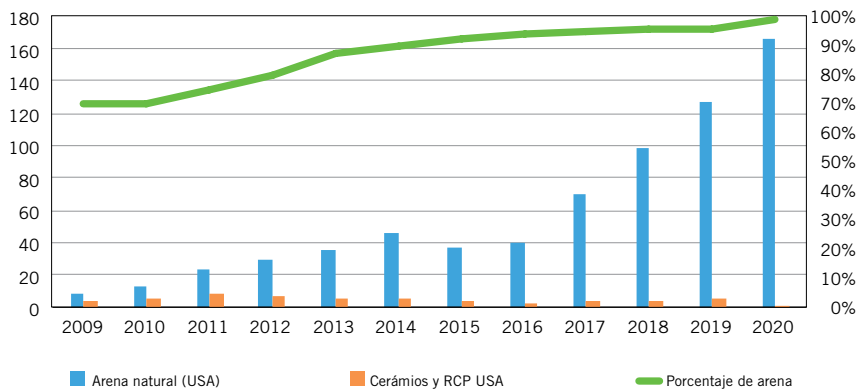


Figura 3. Consumo USA.

empleado en 2009 hasta el 90% del material bombeado en la actualidad y con proyecciones de incremento alcanzando el 95% del total de agente de sostén empleados en proyectos no convencional en 2020 (Figura 3). El alto porcentaje de uso de materiales naturales en los Estados Unidos se encuentra relacionado al bajo costo de material por tonelada y diversidad de calidades de arenas naturales, además en el mercado se pueden encontrar materiales de clasificación B y arenas premium de muy alta resistencia, muy buena redondez y esfericidad y, consecuentemente, alta conductividad³. Es importante destacar que los incrementos observados en los consumos también se hallan ligados a observaciones experimentales y estadísticas descriptas en muchos SPE Paper donde la productividad de reservorios no convencionales está directamente ligada a fracturas con mayor cantidad de agente de sostén, no necesariamente a mayor concentraciones, pero sí a volúmenes superiores que logren llenar fisuras naturales y creadas durante el tratamiento de estimulación, de esta forma se logra mayor conectividad en el reservorio y se incorporan a la producción fluidos que se encontraban aislados del pozo y su producción.

El bajo porcentaje de agentes de sostén cerámicos o resinados se encuentra ligado a condiciones límites de reservorio, como las altas presiones de confinamiento o el control de aporte de sólidos desde formación o fractura. Es importante identificar para la selección del agente de sostén a emplear en una fractura, cuál será la máxima presión de confinamiento calculada a partir de la diferencia entre la presión poral y la presión de cierre de formación o stress mínimo

horizontal:

$$P_{\text{conf}} (\text{psi}) = \sigma_{\text{min}} (\text{psi}) - P_{\text{poral}} (\text{psi})$$

Siendo para casos extremos (pozos depletados) donde la presión poral cae a cero, en este caso:

$$P_{\text{conf}} = \Delta F (\text{psi/ft}) * \text{Prof} (\text{ft})$$

El incremento en las profundidades u horizontes que se estimularán y la necesidad de mantener una buena conectividad entre la zona estimulada y el pozo, manteniendo simultáneamente un bajo nivel de costo total del tratamiento de estimulación, ha llevado a lograr diseños combinados con un 90-95% de arena natural y una cola (Tail In) de material de alta resistencia y conductividad (Cerámico o RCP/RCS).

Historia de consumos: el inicio del No Convencional en la Argentina

Los recursos no convencionales de la Argentina tienen una historia más reciente de explotación; sin embargo, la fuente de estos recursos que más interesa en la actualidad –Vaca Muerta– presenta una historia que supera los noventa años desde su descubrimiento por Charles Edwin Weaver.

Vaca Muerta cuenta con un alto potencial hidrocarburífero debido a su gran extensión, 30.000 km², alto valor de TOC (Carbono Orgánico Total) y espesores que varían entre los 60 m y más de 500 m, sumado a factores geográficos que lo ubican lejos de asentamientos urbanos y bajo zonas de explotación convencional, lo que permite una explotación con bajos conflictos sociales y la disponibilidad

de instalaciones de superficie para su producción.

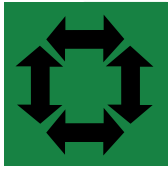
Así como en el desarrollo de los proyectos no convencionales de USA (*shale gas, shale oil, tight gas, y tight oil*) las reservas de hidrocarburos de los recursos no convencionales de la Argentina han requerido el entendimiento del reservorio y la aplicación de tecnologías ya empleadas en las perforaciones y tratamientos de estimulación en los Estados Unidos, con los adecuados ajustes y modificaciones relativas a la necesidad de nuestros recursos.

Los especialistas, ingenieros y geólogos siempre han avanzado en la explotación de nuestros recursos no convencionales con un ojo puesto en las técnicas y las tecnologías empleadas en los Estados Unidos, tomando el aspecto económico como uno de los factores principales para hacer de los recursos no convencionales, recursos energéticos viables.

En cuanto a las técnicas y las tecnologías empleadas para la explotación de nuestros recursos no convencionales, se ha logrado una excelente relación a través de empresas de servicio y operadoras internacionales para la introducción de herramientas, tecnologías y aplicaciones creadas y mejoradas en USA para la perforación y la estimulación hidráulica de reservorios *shale* y *tight*. Técnicas y tecnologías con la visión en la mejora de la eficiencia de las operaciones y la obtención de los máximos niveles productivos, como la perforación de pozos horizontales de rama extendida, multipad de hasta 8 pozos, herramientas para la estimulación multi-etapa en pozos horizontales, fluidos especiales de fractura y herramientas para operaciones de re-fractura, entre otros.

Si bien todas estas técnicas/tecnologías apuntan a una mejora continua, los costos de estimulación han sido y aún son un factor de extrema preocupación, dado que en los costos de las fracturas hidráulicas necesarias para producir un reservorio *shale* o *tight* representan aproximadamente el 40% de costo de un pozo y, a su vez, el costo del agente de sostén representa entre el 40% y el 45% del costo de la estimulación (Figura 4).

Esta necesidad de reducción de costo y evolución en los tratamientos de estimulación se puede ver reflejada en los consumos de arena natural



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.



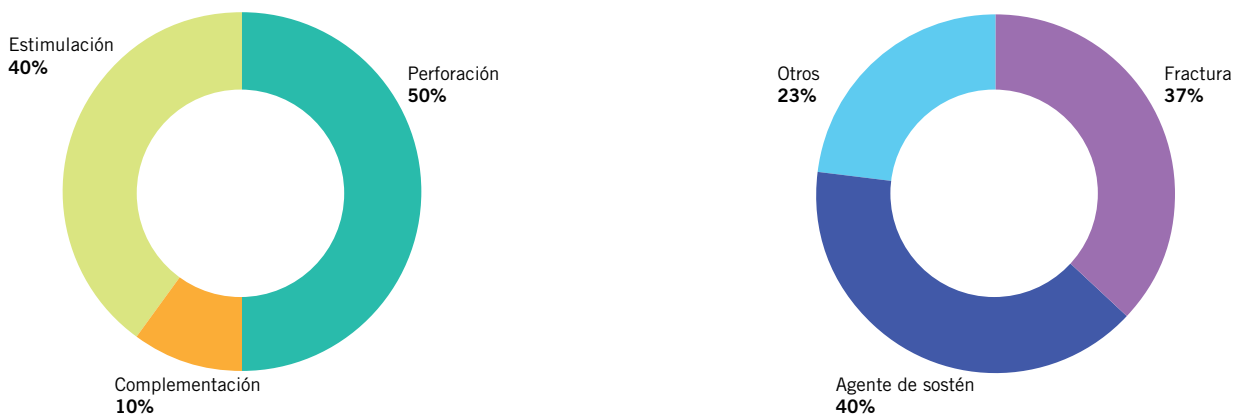


Figura 4. Costos.

y cerámica desde el surgimiento de las operaciones de estimulación en los reservorios *shale* del país. La estadística de consumo y la proyección a futuro son un reflejo de los niveles operativos de compañías operadoras, como YPF, Total Austral, Pan American Energy y Tecpetrol, con proyectos en fase de desarrollo, sin dejar de lado otras compañías: Shell, XTO, Pluspetrol y Wintershall, que se encuentran en fase de investigación y exploración de sus recursos no convencionales (Figura 5).

Si bien bajo el contexto económico y de precios del barril de petróleo y del gas en boca de pozo de los últimos años, todos los proyectos se han inclinado al consumo de arenas naturales nacionales, el vertiginoso crecimiento del consumo ha sido muy difícil de abastecer con recursos locales, basados principalmente en los siguientes factores: limitaciones en canteras y plantas de producción de arenas naturales, baja calidad de arenas naturales y dificultades logísticas internas.

A continuación detallamos punto por punto:

- Limitaciones de canteras y plantas de producción. En décadas pasadas, previas al inicio de operaciones en *shale* o *tight*, prácticamente el 100% del material consumido para las operaciones de estimulación provenían de los Estados Unidos, México o Brasil, en sus diferentes alternativas de arenas naturales, resinadas y cerámica. El uso actual ha llevado al impulso de canteras y plantas de producción de arena natural nacional, algunas de ellas, antiguamente ligadas a la producción de arenas para la industria del vidrio y la fundición. En la actualidad, estas canteras y plantas productivas se encuentran limitadas en varios factores, por ejemplo, las ubicadas en la cuenca Entrerriana tienen problemas de producción durante las épocas de lluvia por anegación de caminos y de la misma cantera; por otro lado, algunas canteras y

plantas del sur del país se encuentran limitadas desde el punto de vista logístico dada la distancia desde el punto de extracción/producción y los centros de consumo, y un factor adicional a canteras de distintas partes del país es el volumen de reserva o explotable de las mismas, con espesores productivos de escasos metros, lo que obliga al estudio y la exploración continua de nuevos recursos, en comparación con minas o canteras de explotación en los Estados Unidos con volúmenes o reservas estimadas para cubrir el consumo de más de cien años a la velocidad de consumo proyectada para la siguiente década (razón de 110 millones de toneladas anuales). A las dificultades ambientales y logísticas de algunas canteras/plantas, se suma la limitada capacidad productiva, el eslabón débil de la cadena productiva es la escasez de equipos para el procesamiento (lavado, secado, tamizado y embolsa-

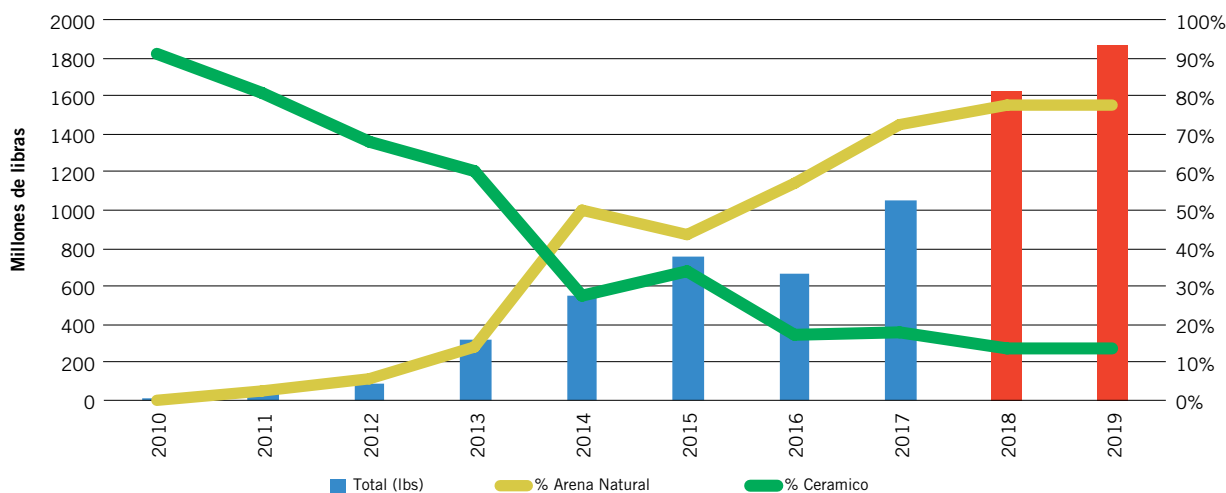


Figura 5. Consumo histórico + proyección.

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.

www.pecomenergia.com.ar



Sigamos creciendo juntos

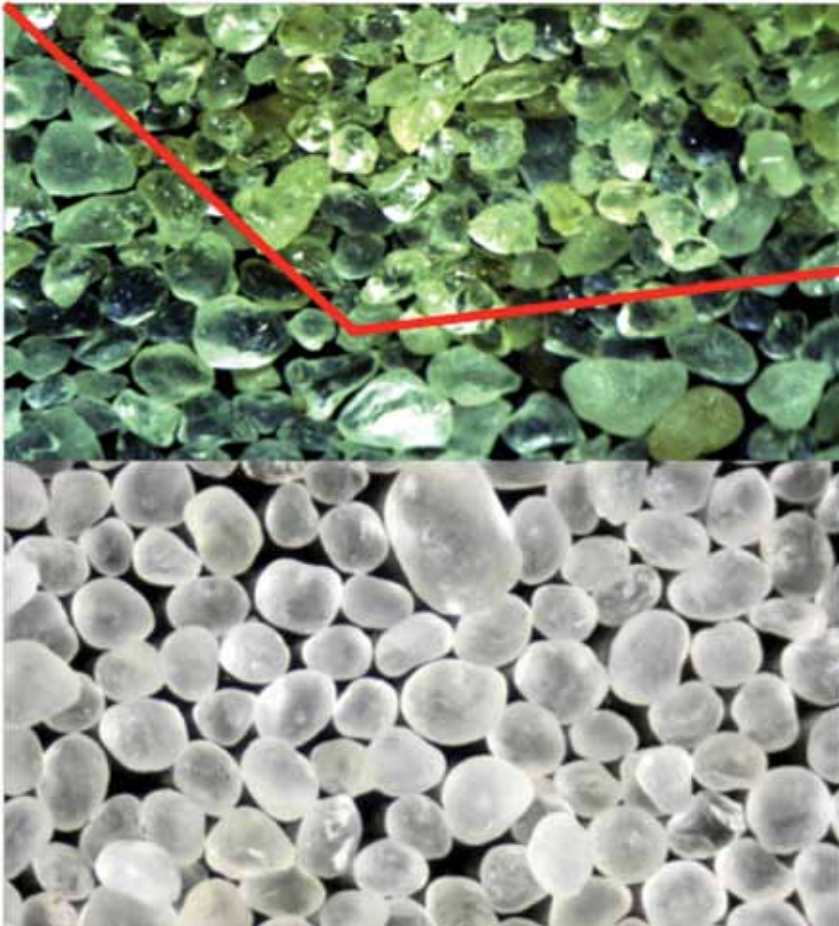


Figura 6. Arenas de sostén.

- do) de las arenas nacionales.
- Baja calidad de arenas naturales. Como mencionamos, la calidad del agente de sostén es de sumo interés para los objetivos de la estimulación, principalmente factores, como esfericidad y redondez, distribución granulométrica y quebrantamiento. Entre ellos, un factor muy crítico, dada las condiciones de presión de confinamiento que presenta Vaca Muerta es la resistencia al crush o quebrantamiento. Considerando como valor referencial, un stress mínimo horizontal para Vaca Muerta de 0,95 psi/ft a una profundidad de 3100 m, y suponiendo un draw-down de la presión de reservorio de un 30% en el primer año, para un gradiente de presión poral o de reservorio de 0,78 psi/ft, al primer año, el material que se encuentra en las cercanías del pozo también conocido como *Near Wellbore* soportaría una presión de confinamiento de 4100 psi. Tomando estadísticamente un factor K para

arenas naturales nacionales de 5 K (menos de un 10% de finos generados a 5000 psi), con la presión de confinamiento anteriormente calculada, se comenzaría a observar aporte de finos y problemas en la estabilidad estructural de la fractura.

En la figura 6 se muestran dos agentes de sostén nacionales, allí podemos observar, redondez y esfericidad en los granos, así como la presencia de diaclasas o fisuras en los cristales afectando su resistencia al quebrantamiento.

Si contrastamos la fotografía superior con fotos de materiales Premium de Estados Unidos, podemos entender la ventaja que tiene el desarrollo de proyectos *shale* y *tight* en Estados Unidos y la factibilidad técnica en el uso de agentes de sostén naturales con un porcentaje de empleo del 95%, el 5% restante se complementa con agentes de sostén cerámicos y modificados, principalmente arenas resinadas que contemplan el 4% del total, de uso ex-

clusivo a exigencias de proyectos que requieren control de arena en producción o *proppant flow back* control.

Otro factor relacionado a la calidad de los agentes de sostén nacionales es la ausencia de algunas granulometrías, malla/mesh 30/50, requeridas para algunas etapas de las estimulaciones de los proyectos no convencionales de país, o en su defecto la existencia de las mismas con factores de resistencia que difícilmente alcanzan una resistencia de 3 K.

- Dificultades logísticas internas. La ausencia de vías férreas que unan la totalidad de nuestro extenso país, los caminos de fácil anegamiento, los cortes de rutas frecuentes y el elevado costo de transporte terrestre hacen de la logística interna otro problema adicional para los productores de arenas naturales nacionales que también afecta a los materiales importados, con la leve ventaja de estos últimos que inician su transporte en centros logísticos, como el Puerto de Buenos Aires o de Bahía Blanca donde la afluencia de camiones y la presencia de cabezeras férreas los hacen más asequibles. Estos problemas logístico, en algunos casos, son de extrema gravedad haciendo que canteras o proyectos de explotación minero sean impracticables, ya sea por la inexistencia de caminos o por no contar con un movimiento de camiones en las zonas de explotación o cercanas.

No Convencional en la Argentina, proyección hacia 100% arena natural

La búsqueda de un objetivo económico de alta rentabilidad basado en la reducción de costos tiene varias aristas, donde el consumo de agente de sostén es uno de los más sensibles. Como se planteó, una visión basada en 100% arena natural nacional tiene varios puntos de evolución, cuya mayor dificultad para afrontar son la calidad y la cantidad de fuentes de producción.

Esto genera en la necesidad de explorar alternativas que equilibren los factores económicos y técnicos, al considerar los requerimientos de presión sobre los materiales a emplear,

podremos evaluar alternativas combinadas entre materiales nacional e importados de nivel premium, en el caso de arenas naturales o también combinaciones de materiales naturales y agentes de sostén artificiales, como cerámicos o arenas resinadas, sosteniendo de esta forma niveles económicos viables con la seguridad técnica de cubrir las expectativas o solicitudes del reservorio.

Podemos concluir que un objetivo extremo de 100% arena nacional está basado en preceptos utópicos y de muy difícil cumplimiento en los contextos socio, políticos y económicos de la Argentina y que requieren una investigación multidisciplinaria que conecten las necesidades del consumo y de la producción de los agentes de sostén.

Además, deben ser evaluados los requerimientos técnicos de nuestros reservorios no convencionales *versus* las características de calidad de las arenas nacionales, con una visión técnico-económica que vuelvan a los proyectos de desarrollo no convencional viables a largo plazo y no solo "baratos" en la actualidad.

Finalmente y fundados en la vasta experiencia lograda en los Estados Unidos, identificar que su historia y proyección de consumo se encuentra en una relación 90/10 entre agentes de sostén naturales y cerámicos o resinados, donde el 90% que representa el agente de sostén natural cuenta con una calidad similar a los agentes de sostén artificiales, y que solo una porción de ese 90% es reemplazado por materiales de menor calidad en reservorios donde las exigencias lo permiten, cuyos materiales son de categoría B, en muchos casos más resistentes y conductivos que las arenas de producción argentina. ■

Fuentes consultadas

1. Proppant Market Report - PropTester®.
2. *Proppants for shale gas and oil recovery Engineering ceramics for stimulation of unconventional energy resources*. John R. Hellmann, Barry E. Scheetz, Walter G. Luscher, David G. Hartwich, and Ryan P. Koseski.
3. *Water Fracs and Sand Quantity: A Barnett Shale Example Coulter*, Gerald R., Coulter Energy Int&apos. I. Benton, Edward G., Chief Oil and

Gas, LLC, Thomson, Clifford L., Chief Oil and Gas, LLC, 90891-MS SPE Conference Paper, 2004.

4. *International Standard 13503-2 Petroleum and Natural Gas Industries—Completion Fluids and Materials. Part 2: Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations*, ISO Ref. No. ISO 13503-2:2006 (E).
5. *International Standard 13503-5, Petroleum and Natural Gas Industries—Completion Fluids and Materials; Part 5: Procedures for Measuring the Long-*

Term Conductivity of Proppants, ISO Ref. No. ISO 13503-2:2006 (E).

6. *Proppant Management: A New Challenge to Develop Unconventional Reservoirs in Argentina SPE-180818-MS* J. C. Bonapace (Halliburton).
7. *Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends SPE-168645-MS* P.S. Patel (PacWest Consulting Partners) | C. J. Robart (PacWest Consulting Partners) | M. Ruegamer (Kingsfield Consulting, LLC) | A. Yang (PacWest Consulting Partners.)

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

Infraestructura *in situ*: un centro de almacenaje y logística integral de agente sostén



Por **Ing. Pablo Bustamante** (Ingeniería Sima)

Mientras se amplía la infraestructura necesaria para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la zona de Vaca Muerta, se están generando soluciones *ad-hoc* en la zona de operaciones, a veces provenientes de otro tipo de industrias, como estas tolvas de uso mayormente agrícola.

La estimulación hidráulica –también conocida como *fracturing*– que las productoras de O&G llevan a cabo en la terminación de pozos de hidrocarburos no convencionales requiere de la utilización de grandes volúmenes de arenas especiales como agente de sostén de la roca fracturada. Es por ello que la logística de la arena requiere un alto grado de profesionalismo, infraestructura y eficiencia en toda su cadena de almacenaje y transporte.

Se calcula que cada pozo que se estimula con fractura hidráulica requiere cerca de 5.000 toneladas, por lo que se necesitaría de 40 millones de toneladas de arena para el desarrollo



Figura 1. Esquema logístico.



en los areneros en pozo. Cada depósito cuenta con una superficie cubierta de 1500 m² y con una capacidad de almacenaje de 6.000 Ton.

El centro cuenta con una capacidad de recepción de 648 Ton/día, los camiones que ingresan la arena son pesados en una balanza de peso completo, previo control del supervisor de playa que recibe documentación de ingreso. Luego el camión avanza a la zona de descarga y su carga es ingresada a la estiba en depósito en un tiempo de 30 min mediante la utilización de autoelevadores de 3 tn. Finalmente, se hace el registro de ingreso del material para control de inventario (Figura 2).

2. Acopio de agente de sostén en bolsones

Una vez dentro de los depósitos, los bolsones de arena se almacenan según el cliente y malla de arena (Figura 3).

3. Despacho de agente de sostén

El producto es despachado a demanda del cliente y siguiendo su planificación de fractura, solicitando cantidades variables de diferentes tipos de productos. Estos productos deben ser entregados en pozo **“justo a tiempo”** según su planificación. Existen dos metodologías para enviar el agente de sostén a locación: a granel o en big bags, que luego serán cortados en locación.

de Vaca Muerta durante los próximos 10 años, del cual el 80% de los insumos que se transportan al pozo corresponde al transporte de las arenas de fractura. Frente a esta demanda y con el objetivo de bajar los costos, es necesario optimizar el servicio para asegurar la rentabilidad de los desarrollos no convencionales.

La empresa Ingeniería Sima ha llevado adelante la construcción de Centro de Almacenaje y Logística Integral de Proppants / Agentes de Sostén, situado en el Parque Industrial de Añelo, con el propósito de mejorar los tiempos de transporte en la entrega de arena de fractura justo a tiempo en las operaciones de estimulación hidráulica No Convencional.

El servicio consiste en cuatro etapas que se desarrollan a continuación:

1. Recepción de agentes de sostén

Los depósitos ubicados estratégicamente en la localidad de Añelo

permiten brindar un servicio de “última milla” entre la recepción del agente desde el productor y entrega



Figura 2. Ingreso del material.



Figura 3. Almacenamiento de bolsones de arena.

El centro de distribución se encuentra capacitado a fin de poder despachar en ambos formatos y atender los pedidos de cliente (Figura 4).

a. A granel en tolvas

Con una capacidad de despacho 54 ton/h, la carga de las tolvas comienza con el corte



Figura 4. Centro de distribución.



Figura 5. Despacho en big-bags.

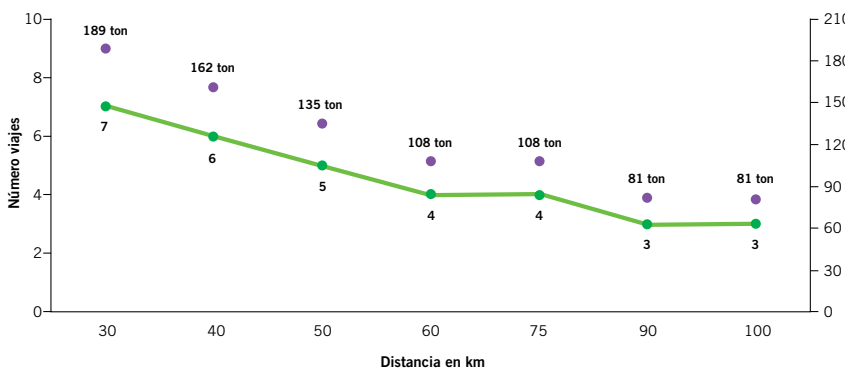


Figura 6. Cantidad de viajes vs. distancia.



Figura 7. Transferencia de la arena.

del bolsón y traslado de la arena mediante cinta transportadora hacia la tolva. El procedimiento se realiza en desnivel, la tolva queda por debajo del nivel del depósito de manera de evitar el trabajo en altura, ya que la carga se realiza por la parte superior.

El tiempo de carga es aproximadamente de 1 ton/min y una vez finalizada la carga, la tolva se retira identificada del depósito con su respectivo remito de carga.

b. Despacho en big bags

De la misma manera que a granel, se sigue una planificación de despachos, se cargan los semirremolques según el pedido del cliente y se opera 24 hs (Figura 5).

Principales ventajas del servicio en año

- Reducir costo de tractoreo
- Optimizar el uso de las tolvas y reducir la cantidad de viajes en ruta
- Disminuir tiempo/ distancia de viajes (Figura 6).

4. Descarga de tolvas en locación

Una vez en la locación, la tolva se estaciona cerca del arenero para su descarga. Se conectan ambos equipos por medio de un manguerote de 4 pulg. y a través de un motor compresor se presuriza la tolva para realizar la transferencia de arena. La conexión a las tolvas se realiza lateralmente o por su parte trasera, según *lay out*. La máxima presión de trabajo es de 2 kgf/cm². Esto permite un tiempo de descarga entre (1 o 2 ton/min) según el *lay out* de equipos en locación (Figura 7).

La operación de manejo a granel de los agentes de sostén garantizan la provisión de manera eficaz sin ser afectados por las condiciones climáticas de viento y lluvia, y brindando mayor seguridad a la operación en la locación de fractura. ■

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)





Caso de estudio: experiencias de limpieza en pozos horizontales *slim hole* no convencionales

Por **Luis Bustos, Florencia Etcheverry, Leandro Gallo, Tatiana Martirena y Gonzalo Vidal** (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado del 3er Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, "Ing. Luis Rabanaque" realizado por el IAPG en 2018.

Este trabajo expone el desarrollo sobre las reologías de los fluidos OBM de alta densidad en pos de reducir el punto de fluencia para obtener mejores condiciones de limpieza y disminuir la presión de trabajo.



desbalance de la columna.

Ante estos problemas y con el aporte tecnológico del Fann-77 se realizaron pruebas de laboratorio de presión y temperatura, las cuales correspondían a diferentes profundidades del área estudiada.

Se decidió bajar la reología, para ello se varió la relación O/W y modificadores reológicos, se programó los baches turbulentos y densos con el fin de lograr estabilidad de la emulsión, se monitoreó el SAG (decantación), se minimizaron los tiempos de circulación.

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos sobre la perforación, las maniobras de sacada de BHA y de entubación, y el fluido de perforación, en la etapa de aislación de pozos horizontales. Como se abordarán diferentes etapas de la perforación, se tomaron como objeto de estudio dos pozos.

Metodología

Sujetos

Se tomaron como objeto de estudio dos pozos que están ubicados en la misma locación, perforados con el mismo arreglo de fondo (misma compañía de trépano, direccional), equipo perforador, compañía de fluidos, que navegan en la misma dirección y en el mismo nivel de la formación Vaca Muerta.

Los sujetos por comparar fueron los fluidos OBM de los dos pozos. Uno de ellos con las propiedades reológicas que se trabajaban normalmente, y el segundo con menor reología (Figura 1).

Procedimiento

La metodología se aplicó en tres yacimientos diferentes y se tomaron como objeto de estudio dos pozos.

Se recolectaron muestras de fluido OBM en el equipo perforador. Sobre las muestras se realizaron análisis de lodo para determinar las propiedades físicas y reológicas (según Norma API 13 B2 – Quinta Edición).

Para la medición de la reología HPHT a distintas presiones y temperaturas se utilizó el Reómetro FANN - Modelo: iX77. Este equipo evalúa la reología del fluido mientras es sometido a presión y temperatura, lo que permite simular condiciones de fondo de pozo. Los valores utilizados para la rampa de presión y temperatura fueron tomados de mediciones reales de presión de formación y presión de fractura.

Al perforar con lodos densos de alta reología se observa que la limpieza no era la adecuada, ya que durante la perforación se presentan problemas con alto torque y presión excesiva lo que no permite incrementar el caudal de bomba, provocando, en algunos casos, pérdidas inducidas por alta ECD. En consecuencia, se circula por períodos prolongados enviando baches en forma continua sin observar incremento de recortes de perforación en superficie.

Durante la bajada de casing es frecuente la circulación en forma intermedia por dificultad en la corrida del mismo. El hecho de enviar baches sin un programa o un análisis provoca la inestabilidad del lodo y en consecuencia un

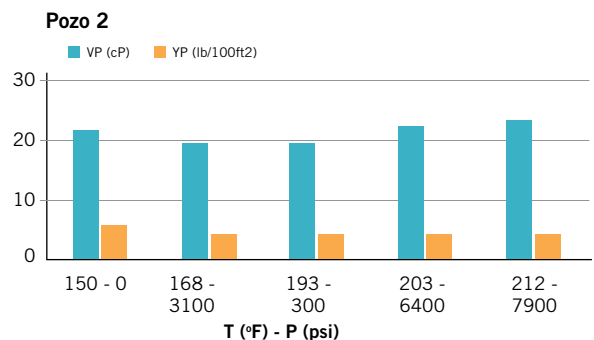
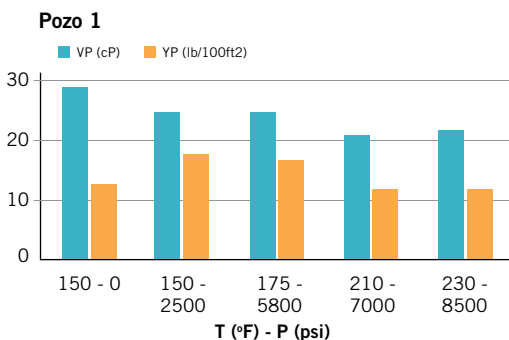


Figura 1. Composición de períodos OBM.

Se corrieron los ensayos en distintas áreas y se observó variables tendencias en los resultados. El gráfico del Pozo 1 muestra la tendencia antes de modificar la reología, y el Pozo 2 trabajando con bajas reologías (Figura 1).

A partir de los resultados obtenidos con el equipo FANN 77 se pudo determinar que las reologías en el fondo de pozo variaban considerablemente con las observadas en superficie, esta diferencia se torna más evidente al aumentar el contenido de sólidos dado al aumento en la densidad. Así, se comienza a trabajar en disminuir las reologías con el fin de obtener en el fondo del pozo las condiciones necesarias para generar turbulencia en la sección horizontal. En la tabla 1 se observan los cambios en promedio a lo largo del pozo de viscosidad plástica (VP) y punto de fluencia (YP) medidos en la operación con el reómetro FANN-35.

Pozo	VP (cP)	YP (lb/100ft ²)	Densidad (g/l)
Pozo 1	23	11	1560
Pozo 2	19	7	1570

Tabla 1. Cambios en promedio de Vp e YP.

Se disminuyó el punto de fluencia de 11 (pozo 1) a 7 (pozo 2) en forma gradual controlando estrictamente el coeficiente de decantación mediante el ensayo SAG (según Norma API 13 B2-Quinta edición). En los primeros pozos fue necesaria la utilización de modificadores reológicos y aumento de la relación O/W, lo que influye directamente en menores valores de viscosidad plástica, que durante la perforación son mantenidos por la optimización de los equipos de control de sólidos (sistema dual) con un límite máximo de un 5% de LGS.

Se extendió la secuencia de inyección de bache al pozo, dado que en la rama horizontal el fluido se comporta con un régimen turbulento, se mejora considerablemente la limpieza del pozo y se pone en evidencia en el significativo aumento de *cutting* en zaranda mientras se perfora y la disminución del arrastre en maniobras.

Se tuvieron en cuenta las siguientes buenas prácticas para la limpieza de pozo:

- Bombear 2 m³ de píldoras (baja viscosidad) seguida de 2 m³ de píldora con alto peso. La herramienta debe estar en rotación durante el desplazamiento del mismo.
- La velocidad de rotación de la herramienta, mientras la píldora viaja en su interior debe ser mayor a 60 rpm. Al acercarse a trépano, incrementar la rotación y durante su viaje en el anular mantener más de 100 rpm, siempre que la herramienta lo permita.
- El trépano no debe apoyar en el fondo mientras la píldora viaja a través de él (se recomienda no perforar durante el bombeo del bache para no adicionar al sistema nuevo volumen de *cutting*).
- No parar la rotación ni las bombas hasta que la píldora se vea en superficie. En zaranda se observará el bache fluido que no llega a cubrir la primera tela, seguido del bache denso que arrastra el *cutting* desprendido de la cama de recortes.
- Píldoras: bombear píldoras de limpieza cada 100-120 m, salvo que se detecte algún indicador de limpieza insuficiente se reduce esta longitud.

Esquema mecánico pozos horizontales *slim hole* - Bloque Loma Campana

Los resultados presentados en este trabajo se corresponden a la perforación de la etapa aislación o de producción que se muestra en la figura 2. Se comienza a perforar alrededor de los 2200 m, donde se encuentra el zapato de la cañería intermedia de 7". Se realiza una sección vertical hasta alrededor de 2600-2700 m, donde se ubica el KOP (*kick of point*), a partir de allí se realiza la construcción de la curva propiamente dicha desde 0° hasta 90° hasta alrededor de los 3200-3300 m, MD, donde se aterriza el pozo, LP. Luego se navega horizontalmente en la capa de interés hasta aproximadamente 5000 m, MD.

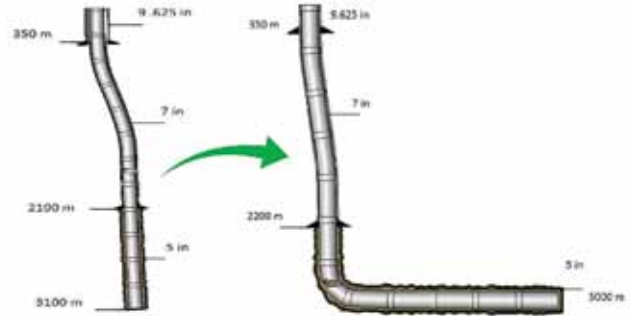


Figura 2. Esquema mecánico de pozos.

Resultados

Perforación

La primera consecuencia del cambio en el punto cedente del fluido es la disminución de la presión de *stand-pipe*, SPP. Operativamente tiene dos implicancias inmediatas, por un lado, permite extender el alcance de la rama horizontal, dado que en los pozos horizontales se llega a la profundidad final, TD, con la SPP muy cerca del límite del equipamiento de superficie, lo cual en muchos pozos es una limitante de la perforación y, por otro lado, se tiene un margen mayor para aplicar presión diferencial en el caso de perforación con motores de fondo, MDF.

Se analizó el comportamiento de dos pozos de Loma Campana, ubicados en la misma locación, que navegan en el mismo nivel con dirección sur, y que tienen una rama lateral de más de 1900 m, denominados Pozo 1 y Pozo 2.

En la figura 3 se muestra la SPP para estos dos pozos. En azul, se grafica el primer pozo de la locación con 2000 m

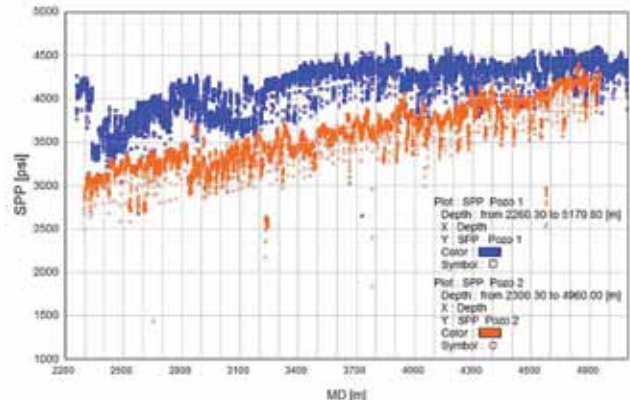


Figura 3. Presión de *stand pipe*.

**BAKER
HUGHES**
a GE company

Two workers in silhouette, wearing hard hats and work clothes, are walking away from the camera down a long, brightly lit industrial aisle. The aisle is lined with shelves or racks on both sides, and the floor has dashed white lines. The entire scene is bathed in a blue light, creating a strong silhouette effect.

**I AM RESPONSIBLE
FOR A PERFECT HSE DAY**

**“We are all responsible for taking care
of each other... all day, every day!”**

A handwritten signature in white ink, which appears to read 'L. Simonelli', is located below the quote.

Lorenzo Simonelli, BHGE Chairman & CEO

No injuries. No accidents. No harm to the environment.

de extensión horizontal, Pozo 1; donde a partir de 4500 m MD la SPP se convirtió en una limitante operativa por exceder el límite operativo del equipamiento de superficie. Se perforó con parámetros y, sobre todo, con presión diferencial controlada para no exceder este límite. Ante esta problemática se decidió hacer una prueba piloto en el siguiente pozo. Se hizo un seguimiento de SAG durante la perforación para corroborar que no haya decantación de baritina en el fluido. En naranja se muestra el siguiente pozo perforado en esa misma locación, con una extensión lateral de 1900 m, Pozo 2. Este pozo se perforó con un fluido de propiedades estrictamente controladas según el protocolo de prueba. Se llegó a TD (4970 m MD) sin tener problemas con la SPP. En ambos pozos se utilizaron caudales de entre 207 gpm y 211 gpm a lo largo de toda la carrera (Figura 4).

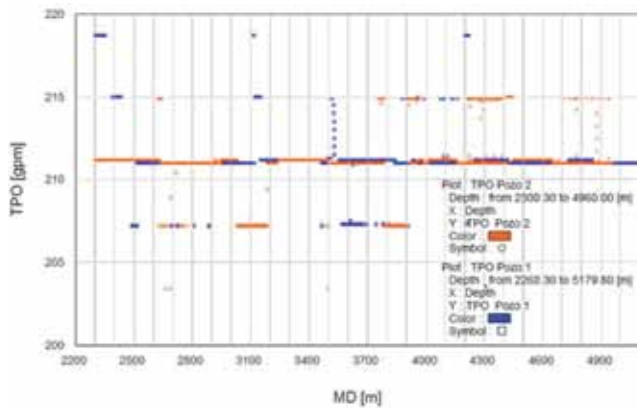


Figura 4. Caudales utilizados.

Esta disminución de SPP tiene otra consecuencia inmediata: en casi la totalidad de los pozos horizontales que se han perforado en el bloque, la rama horizontal se ha realizado con motores de fondo, de manera que al tener menor SPP se tiene más margen para aplicar presión diferencial en el sistema y, por ende, para perforar más rápido. Este es otro punto clave, ya que a partir de 2016 se ha comenzado a utilizar MDF de alto rendimiento. Estos tienen un rango de operación que pueden alcanzar 800-1000 psi de presión diferencial y entregar mayor ROP que los motores

convencionales. Al tener un fluido con bajos valores reológicos, que permita una SPP más baja, pudo optimizarse la utilización de estos MDF.

En las figuras 5 y 6 se muestra la ROP en función de la profundidad (MD), y en escala de colores la presión diferencial aplicada. Se puede ver como en el Pozo 1, el que tiene el fluido que se utilizaba normalmente, a partir de 4500 m la SPP se incrementó hasta valores próximos al límite operativo, de manera que no pudo aplicarse presión diferencial por encima de 450 psi con la consecuente disminución de la ROP.

Al inicio de la etapa aislación no se observan diferencias significativas en cuanto a la tasa de penetración. En la sección vertical, hasta el KOP (≈ 2750 m - 2850 m) se aplica presión diferencial máxima y se obtienen buenas tasas de penetración. Desde el KOP hasta el LP (≈ 3200 m), la prioridad es el trabajo direccional, de manera que los parámetros utilizados son los que favorezcan el rendimiento del BHA en tasa de construcción y no son necesariamente los mismos que maximicen la ROP. En el tramo mencionado (2200 m - 3200 m) se obtiene en promedio la misma ROP on bottom en ambos pozos, alrededor de 10 m/h.

Por el contrario, en la navegación horizontal, se pueden observar algunas diferencias. En el Pozo 2, en el que se controlaron las propiedades reológicas del fluido, no hubo necesidad de limitar la ROP por problemas de SPP. Se limitó la ROP a 50 m/h como estrategia para minimizar tendencias formacionales a desviar el pozo de la trayectoria planeada, y evitar, de ser posible, deslizar. De igual modo, nótese como a partir de 4600 m se perforó con ROP = 50 m/h. A esa profundidad, en el Pozo 1 se perforó con presión diferencial reducida, por lo que no se superaron los 40 m/h.

Como resultado se obtuvo una ROP on *bottom* promedio de la extensión horizontal de 23,9 m/h en el Pozo 1 contra una de 36,1 m/h en el Pozo 2, o sea un incremento, en condiciones comparables (misma locación, trayectoria, capa de navegación, dirección, trépano y conjunto direccional) del 51%.

Este mayor margen de SPP permitió extender la rama lateral de los pozos horizontales desde 1500 m en promedio, a 1850 m. Con el arreglo actual de fracturas, equiespaciadas a 80 m, implica una ganancia de 4 fracturas más por pozo.

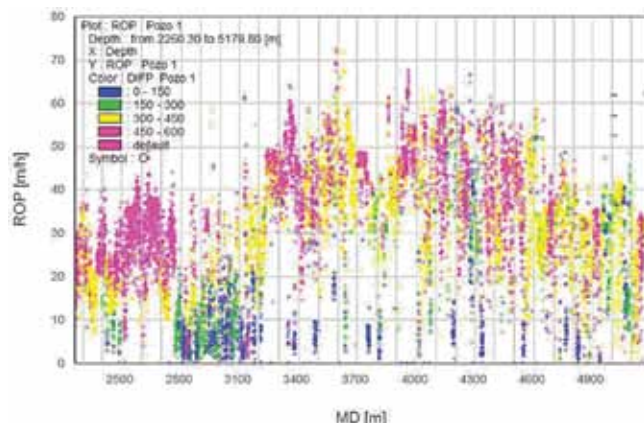


Figura 5. Pozo 1. ROP en función de la profundidad para ambos pozos.

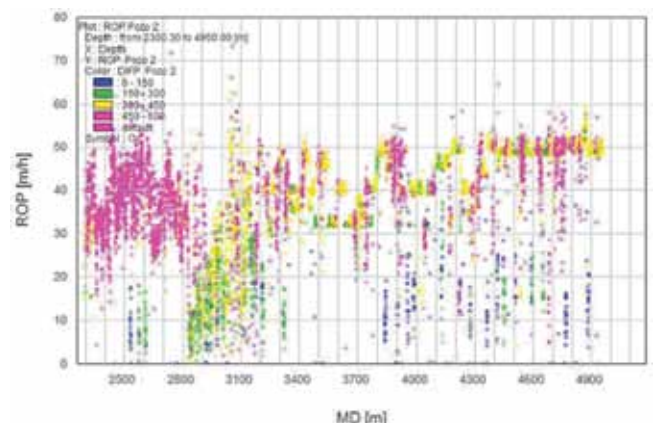


Figura 6. Pozo 2.

Pampa es energía en todas sus formas.

Somos una empresa integrada de energía.
Generamos y distribuimos electricidad, gas y petróleo
que contribuyen al desarrollo del país.

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

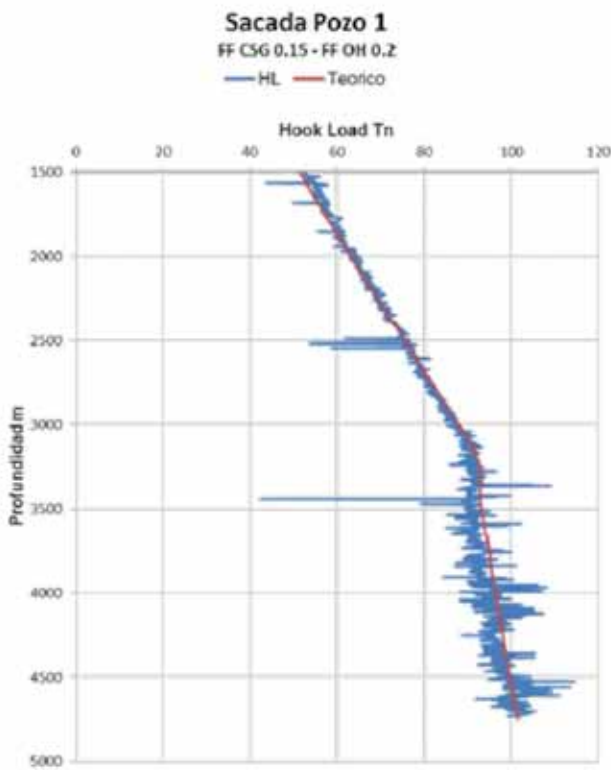


Figura 7. Pozo 1.

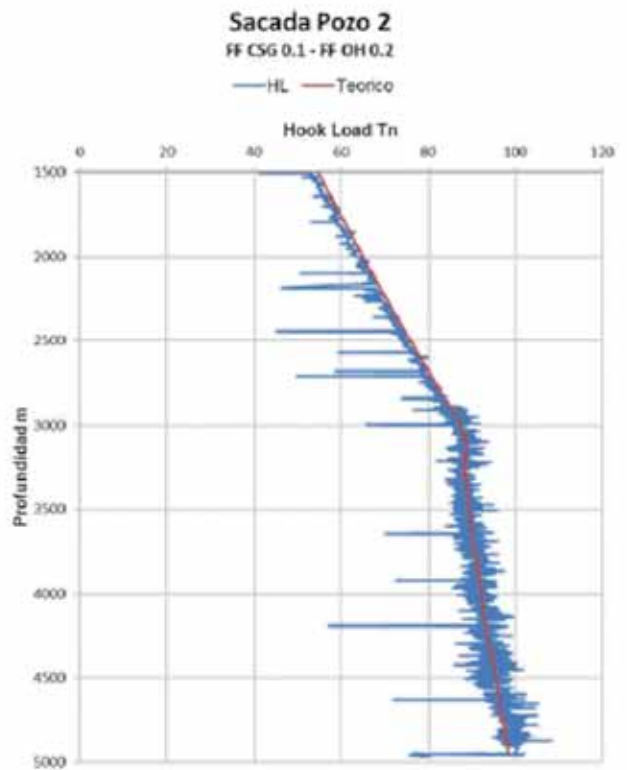


Figura 8. Pozo 2.

Maniobras

Sacada

Las maniobras de los dos pozos se realizaron con normalidad, no se observaron arrastres elevados, ni fue necesario sacar con circulación o circulación/rotación. Si se pueden observar mayores picos de tensión en el Pozo 1, al comparar las figuras 7 y 8. Los factores de fricción dentro de casing fueron 0,15 y 0,10 y en OH 0,2 para ambos pozos. En el Pozo 2 se sacó desarmando por ser el último del pad.

Una vez finalizada la perforación se circuló el pozo en el fondo con 100 rpm en superficie y 200 gpm para asegurar la limpieza. Se realizó otra circulación con rotación en el LP.

Entubación

Comparando la entubación de los pozos, en las figuras 9 y 10 se observa el peso en el gancho *versus* profundidad de pozo. En color negro se muestra el cálculo teórico donde hay picos cuando se llena la cañería. En el Pozo 1 se observa mayor amplitud en los datos alrededor del teórico, y también se puede ver que el factor de fricción disminuye para el Pozo 2.

En el Pozo 2 se observa una disminución del HL de entre un 10% y un 15% según la zona, con respecto al Pozo 1. Esto implica una disminución del arrastre, atribuible a mejores condiciones de pozo, lo que aumenta las probabilidades de tener una corrida de casing exitosa.

Como consecuencia de la disminución del arrastre se obtuvo una mejora importante en los tiempos de maniobra. En los pozos en cuestión se observan las siguientes

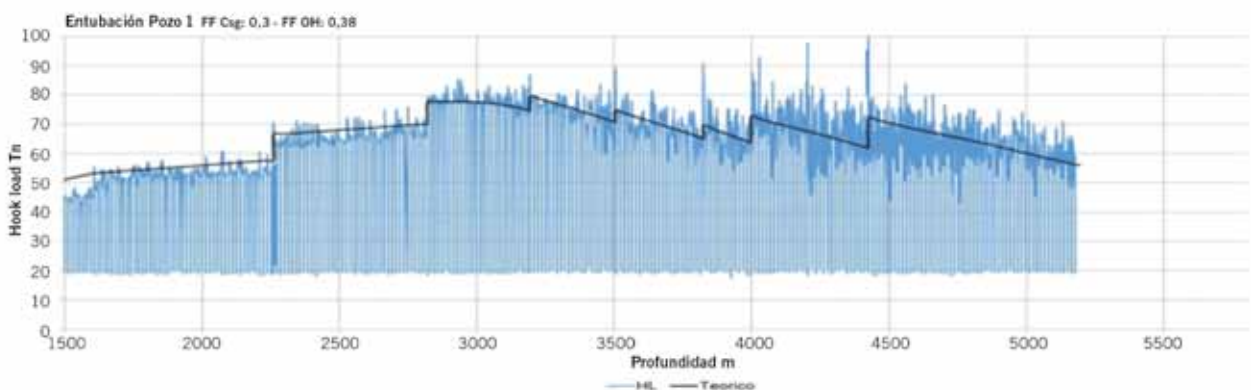


Figura 9. Pozo 1. Peso en el gancho.



**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



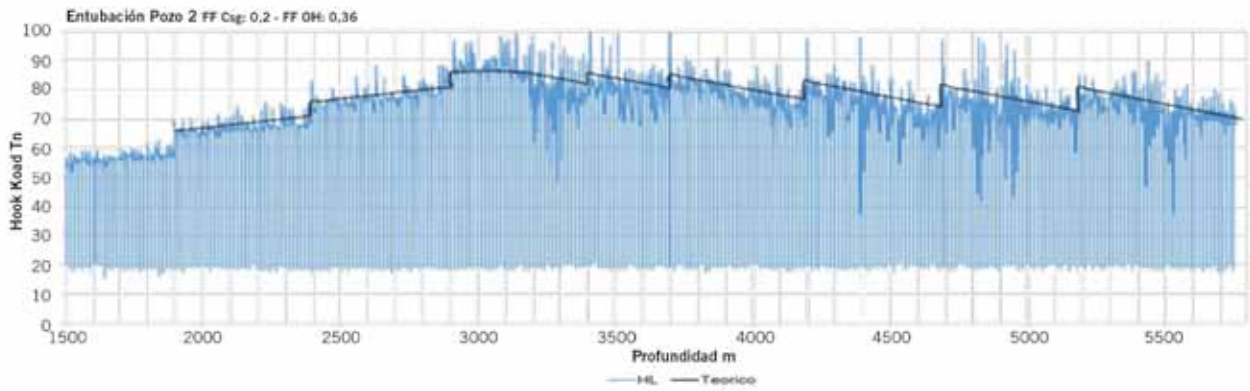


Figura 10. Pozo 2.

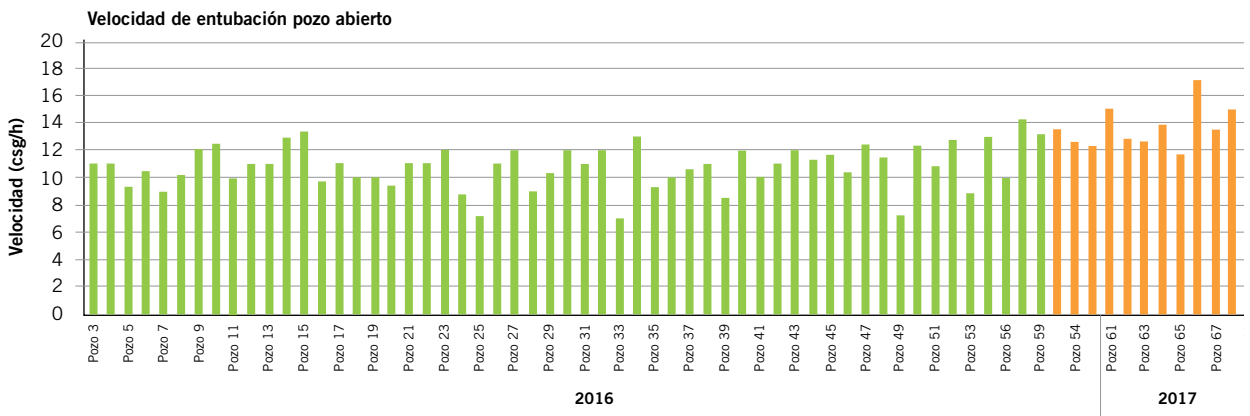


Figura 11. Evolución de la velocidad de entubación.

velocidades de entubación: dentro de cañería (superficie hasta zapato de 7") 15 csg/h, y en pozo abierto (zapato de 7" a TD) en Pozo 1 se corrieron 12 csg/h, y en Pozo 2, 14 csg/h. Esto implica un aumento del 16% de velocidad de entubación.

Si se asume un pozo tipo con las siguientes características: zapato de 7" en 2200 m, LP en 3100 m y 1900 m de extensión horizontal, o sea TD en 5000 m, entonces estas velocidades de entubación se traducen en una diferencia de 3 h por pozo en la maniobra.

En la figura 11 se muestra la evolución de la velocidad de entubación para los 69 pozos perforados entre 2016 y 2017, en pozo abierto. Los pozos diferenciados con color naranja son los que se perforaron con fluido de propiedades reológicas bajas.

La velocidad de entubación en pozo abierto subió en promedio 10,8 csg/h a 13,7 csg/h, un aumento del 27%. Con las mismas hipótesis, esto significa un ahorro de 4,22 h por pozo en la maniobra, en los 69 pozos analizados en promedio implica un ahorro de 290 h totales en maniobras de entubación.

Fluido de perforación

En la etapa intermedia se bajaron las concentraciones de arcilla organofílica y oleohumectante con el fin de finalizar la etapa con un YP bajo, y al momento de densificar el fluido para comenzar el tramo aislación se mantengan estas propiedades. En el tramo aislación también se cambió

la formulación del sistema de fluido, modificando así las concentraciones de arcilla organofílica, oleohumectante, y emulsionante.

Se observó una notable mejoría del aporte de recortes de perforación por zarandas, y en el retorno de los baches de limpieza escasos recortes, indicador de que se ha disminuido el depósito de recortes sobre la cama de recortes en la rama horizontal.

Se observa una significativa mejora en la separación de sólidos en hidrociclones y Decanter centrífuga (Figura 12), lo que permite en el pozo 2 aumentar los caudales de proceso un 77%, manteniendo la humectación y mejorando la eficiencia del sistema en menor cantidad de horas (Figura 13). Aumentando los LGS eliminados un 20%, permitiendo que la Viscosidad Plástica no muestre una tendencia al aumento y reduciendo en igual magnitud la pérdida de baritina.

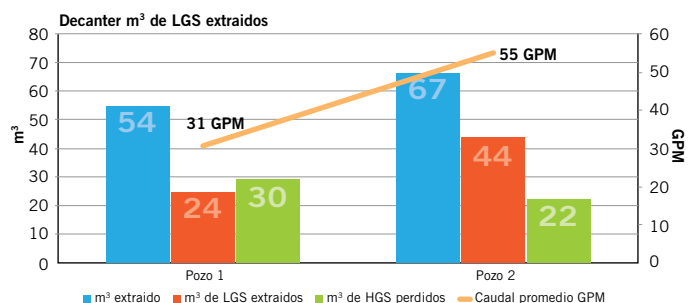


Figura 12. Separación de sólidos.

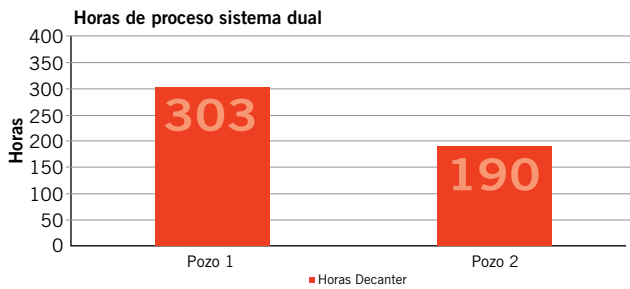


Figura 13. Eficiencia del sistema.

Conclusiones

La implementación de la perforación de pozos horizontales con el fluido de baja reología resultó exitosa y se obtuvieron mejoras tanto en la perforación propiamente dicha de la etapa aislación como en las maniobras posteriores, viaje de BHA a superficie y corrida de casing.

Se obtuvo una disminución de la presión de *stand-pipe* a lo largo de toda la rama horizontal, trabajando a igual caudal, con la misma configuración y con un entorno de perforación comparable, en el pozo perforado con el fluido modificado. A partir de la aplicación de esta metodología de trabajo con el fluido de perforación, este mayor margen de SPP permitió extender la rama lateral de los pozos horizontales de 1500 m en promedio a 1850 m. Con el arreglo actual de fracturas, equiespaciadas a 80 m, implica una ganancia de 4 fracturas más por pozo.

Al perforar casi la totalidad de los pozos horizontales con motores de fondo, en promedio se tiene un incremento de la ROP efectiva debido a la posibilidad de aplicar más presión diferencial por no ser una limitante la SPP, y una mayor ROP general debido a la disminución de horas de circulación para limpieza y las repasadas.

Se obtuvo una disminución del arrastre en las maniobras posteriores a la perforación de entre el 10% y el 15% en el pozo perforado con fluido de parámetros reológicos bajos con respecto al pozo perforado con el fluido utilizado normalmente. Desde la implementación de este fluido la velocidad de entubación en pozo abierto subió en promedio 10,8 csg/h a 13,7 csg/h, un aumento del 27%. Con las hipótesis mencionadas, pozo tipo con las siguientes características: zapato de 7" en 2200 m, LP en 3100 m y 1900 m de extensión horizontal, o sea TD en 5000 m, esto significa un ahorro de 4,22 h por pozo en la maniobra, en

los 69 pozos analizados en promedio implica un ahorro de 290 h totales en maniobras de entubación.

Se optimizaron las formulaciones del fluido para las etapas intermedia y aislación, generando una reducción en el costo por m³. Esto llevó a definir una metodología de buenas prácticas de limpieza mediante el bombeo de píldoras para tal fin.

Se observó una notable mejoría del aporte de recortes de perforación por zarandas y en el retorno de los baches de limpieza, indicador de que se ha disminuido el depósito de recortes sobre la cama de recortes en la rama horizontal.

Se mejoró la separación de sólidos en hidrociclones y Decanter centrífuga permitiendo así mayor eficiencia del sistema. ■



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

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





El uso de **trazadores químicos de gas** revela detalles de la **limpieza de un pozo de gas No Convencional** en la Fm. Vaca Muerta



Un desafío que se presenta es el proceso de limpieza en los pozos de *shale gas* de forma de garantizar la mejor performance del pozo durante su etapa de vida útil. Este trabajo presenta el estudio del caso de un pozo de gas no convencional en la formación Vaca Muerta. Asimismo, atraviesa dos horizontes productores para evaluar el proceso de limpieza y comparar la productividad de ambos.

Por **Daniela Ceccon** (YPF S.A.), **Daniel García** y **Joaquín Ramírez** (Y-TEC) y **Patricio Panichelli** (Tracerco)

Bloque El Orejano – Interpretación geológica

1. Estratigrafía y reservorio

De acuerdo con los estudios regionales el basamento está integrado por rocas volcánicas del Triásico superior, conocidas como Grupo Choyoi (Figura 2), por encima continúan una sucesión de sedimentos volcanoclásticos y clásticos perteneciente al Gr. Precuyo, que conforma el relleno de sinrift y los depósitos basales de la cuenca.

En suprayacencia se halla un conjunto de arcilitas, limolitas y areniscas tobáceas de ambiente marino profundo con arreglo progradacional de la Fm. Los Molles (Gr. Cuyo inferior), correspondiente a la finalización de la etapa de subsidencia mecánica (rift) e inicio de la subsidencia térmica. Continúa de modo transicional una progradación clástica correspondiente a la Fm. Lajas (Gr. Cuyo superior), depositada bajo condiciones litorales asociadas a ambiente deltaico.

Suprayace la Formación Lotena (Grupo Lotena Inferior) constituida por areniscas líticas grises y pelitas rojas depositadas bajo un régimen fluvial a marino marginal.

El Grupo Lotena continúa con los depósitos carbonáticos de plataforma distal a poco profunda correspondientes a la Formación Barda Negra que hacia el tope pasan a nive-

Este trabajo fue seleccionado del 3er Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, “Ing. Luis Rabanaque”, realizado por el IAPG en 2018.

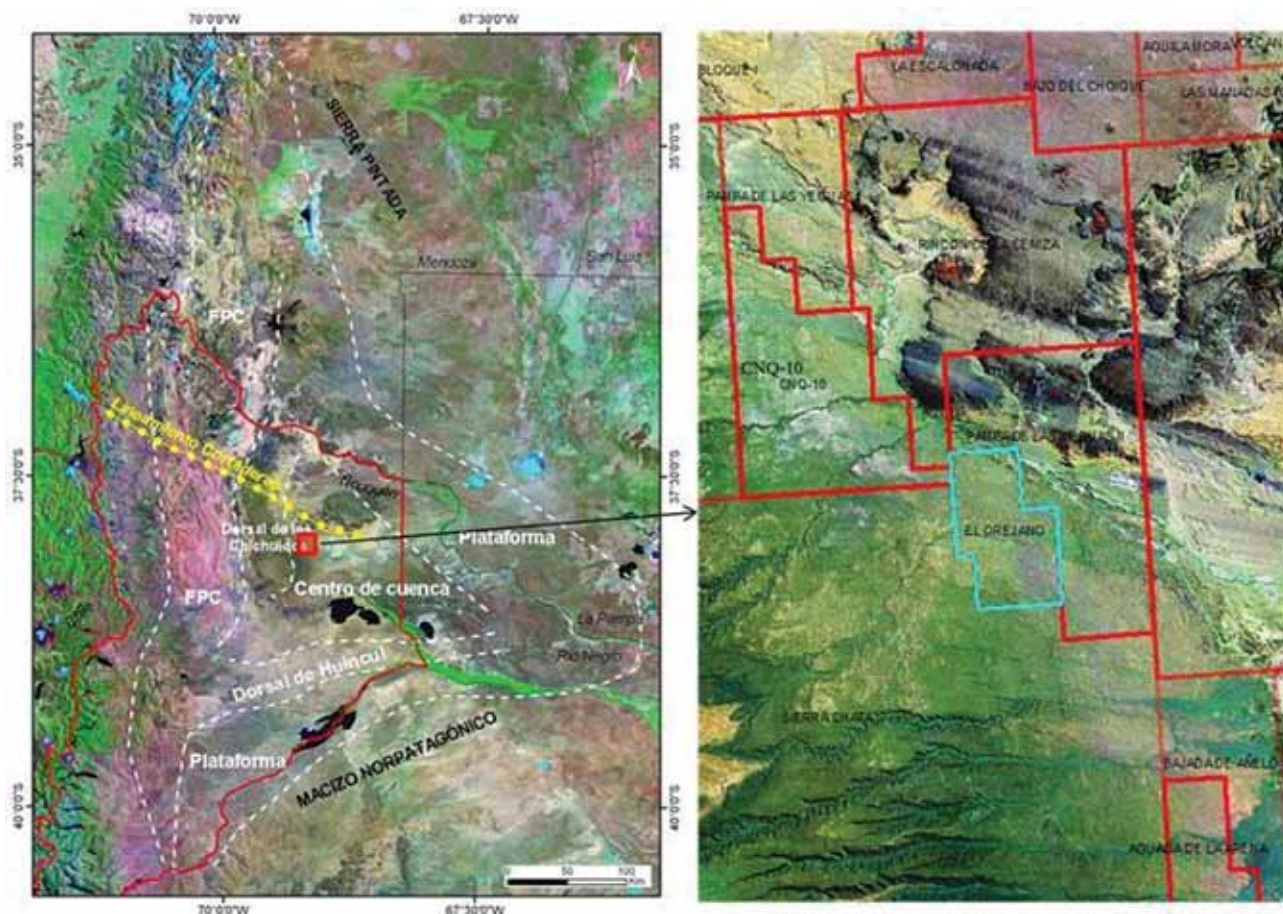


Figura 1.

les anhidríticos indicadores de condiciones de restricción y desecación de la cuenca, representados en la Formación Auquilco (Grupo Lotena Superior).

En discordancia se hallan los depósitos fluvio eólicos de la Formación Tordillo (Fm. Sierras Blancas y Fm. Catriel), compuestos por areniscas eólicas medianas a gruesas con variables cantidades de matriz arcillosa y escaso cemento calcáreo; hacia la base presenta un conglomerado de origen fluvial.

Sobreyacen los depósitos pelíticos margosos ricos en materia orgánica de la Formación Vaca Muerta de plataforma externa a interior de cuenca y los depósitos carbonáticos progradantes de plataforma media de la Formación Quintuco de edad Kimeridgiano Superior (Tithoniano) Valanginiano Medio. Esta plataforma de sedimentación mixta fue sometida a variaciones eustáticas globales y locales, las cuales habrían causado una variación lateral de facies importante.

Por encima se desarrollan depósitos fluviales pertenecientes a la Formación Centenario y a la Fm. Rayoso.

Por último, la sucesión sedimentaria culmina con un conjunto de capas rojas de areniscas, conglomerados y arcilitas pertenecientes al Gr. Neuquén depositados durante el Cenomaniano.

2. Descripción de la Formación Vaca Muerta

La Formación Vaca Muerta está constituida por una sucesión de margas y arcilitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino, resultante de un período de máxima transgresión.

Esta alternancia litológica responde a ciclos de dilución

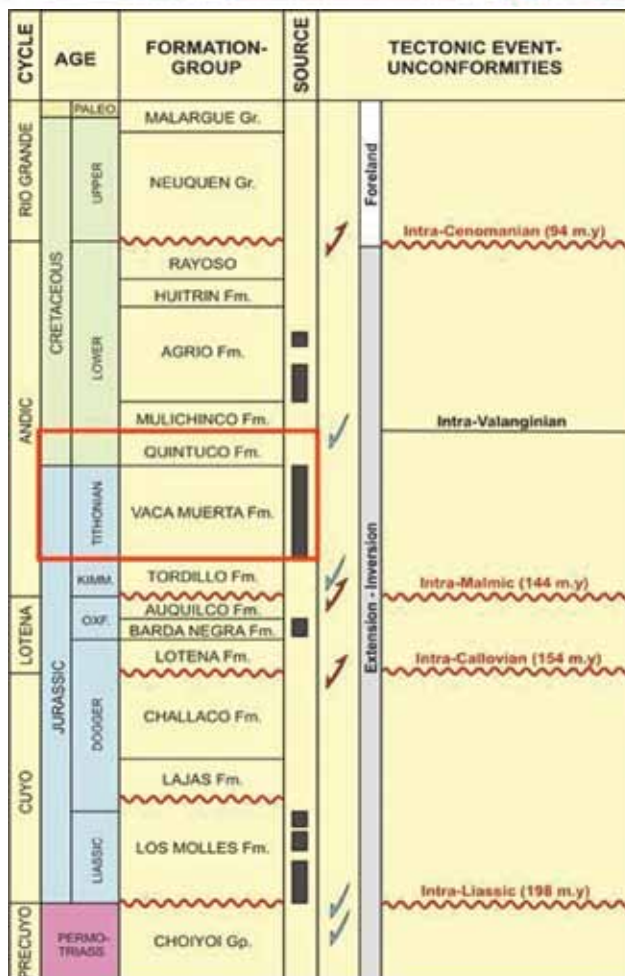


Figura 2. Columna estratigráfica con eventos tectónicos regionales.



SERVICIO INTEGRAL DE ABANDONO DE POZOS

Elaboración y ejecución de proyectos integrales, provisión de productos y servicios para el abandono definitivo de pozos de petróleo, gas y agua.



TACKER S.R.L. Todos los derechos reservados.
Las imágenes son ilustrativas para fines publicitarios
y son propiedad de TACKER S.R.L.

TACKER S.R.L. Registrada como empresa operadora de abandono de pozos.
Registro Provincial N°10. Subsecretaría de Hidrocarburos y Energía. Provincia del Neuquén.

OFICINA Y BASE CENTRAL ARGENTINA

Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RIO NEGRO - ARG.
TEL. +54 299 478 6310
ventas@tackertools.com

BASES DE OPERACIONES EN EL EXTERIOR

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

BASES DE OPERACIONES EN ARGENTINA

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

OFICINAS COMERCIALES

EEUU
GUATEMALA
BRASIL

TACKER[®] solutions

www.tackertools.com

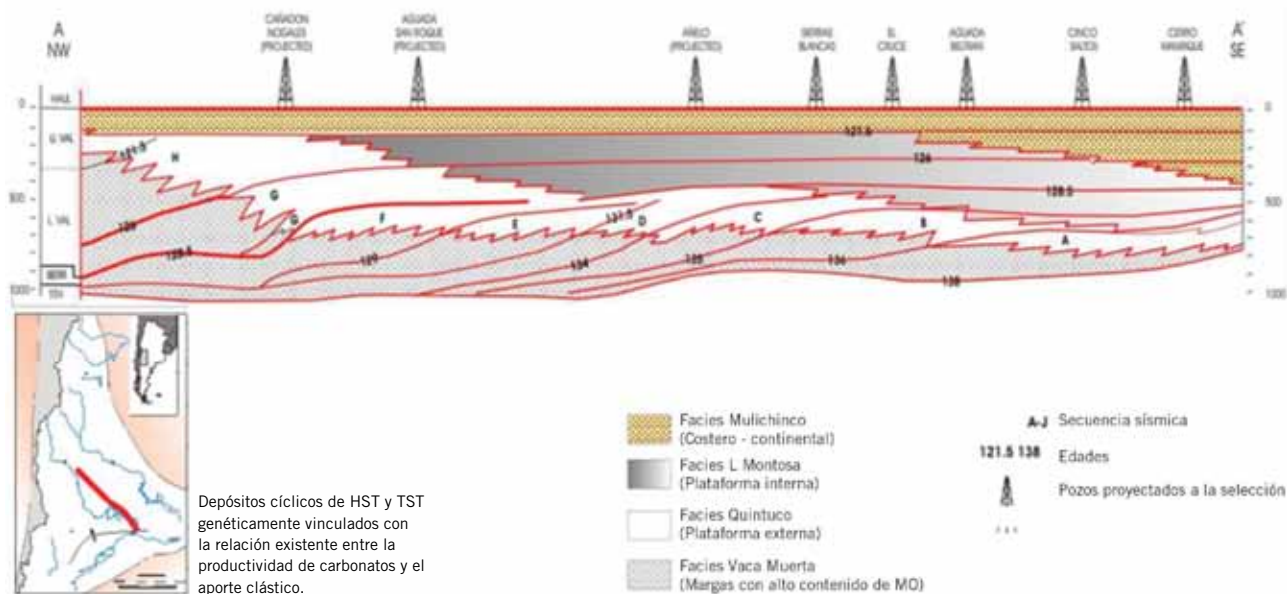


Figura 3. Sección esquemática regional tomada y modificada de Mitchum y Uliana (1982).

y productividad posiblemente influenciados por cambios climáticos. Los ciclos de dilución estarían vinculados con un mayor aporte clástico desde las áreas continentales, en tanto que los ciclos de productividad podrían reflejar fluctuaciones de temperatura y nutrientes, relacionadas con la producción biogénica en zonas superficiales (Concheyro *et al.*, 2006).

El análisis sismoestratigráfico realizado por Mitchum y Uliana (1982) permitió definir las principales secuencias depositacionales del intervalo correspondiente a las unidades Vaca Muerta, Quintuco, Loma Montosa y Mulichinco, mostrando su íntima relación con los ciclos de variación global del nivel marino. En ese análisis se reconocieron 10 secuencias lateralmente progradantes que rellenaron una cuenca estable de aguas someras, depositándose sucesivamente desde el sudeste al noroeste. Debido a la edad decreciente de las unidades progradantes, las formaciones involucradas muestran una disposición temporal diacrónica, haciéndose más jóvenes desde el SE al NO (Figura 3).

El intervalo sedimentario conformado por las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta constituyó un sistema general de rampa mixta siliciclástica-carbonática. En ese contexto, dominado por mareas durante el Thitoniano, la Fm. Vaca Muerta se habría acumulado en la zona distal, en ambientes de rampa externa y cuenca (Spaletti *et al.*, 2000).

Para la Fm. Vaca Muerta en el bloque El Orejano se distinguen dos intervalos de mayor interés, el VM inferior y un VM superior. El intervalo VM inferior está conformado por una sucesión continua de lutitas negras muy ricas en materia orgánica. Estos niveles suelen estar vinculados a la expansión de las cuencas sobre áreas marginales y períodos transgresivos (Wignall y Newton, 2001).

Este tramo es denominado Vaca Muerta Inferior al igual que para el sector de Bloque Loma La Lata.

La sucesión continúa con la sección superior en relación de *downlap* y litológicamente semejante (margas/fangolitas calcáreas). Este tramo corresponde al intervalo denominado Vaca Muerta Superior (Figura 4).

2.1. Formación Vaca Muerta Inferior

Durante el Tithoniano temprano, luego de un período de mar bajo dominado por condiciones marinas restringidas hipersalinas y sedimentación fluvial, se produjo un importante ascenso relativo del nivel del mar que inicialmente inundó la cuenca, formando un depocentro somero e hipersalino.

Posteriormente, el avance de las condiciones transgresivas permitió el desarrollo de una cuenca marina amplia con un régimen hidrológico que indujo condiciones euxínicas (Legarreta y Uliana, 1991).

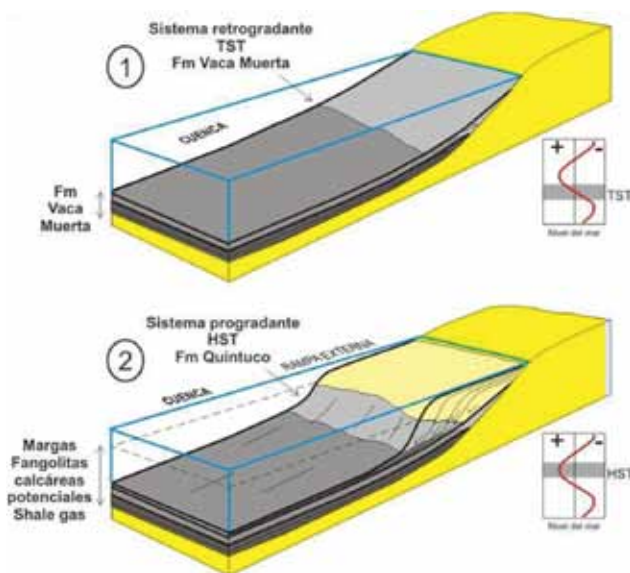


Figura 4. Block diagrama esquemático tomado y modificado de la propuesta de perforación del sondeo La Caverna.x-1. 1. ciclo transgresivo durante el cual se depositaron las sedimentitas correspondientes a la Fm. Vaca Muerta en condiciones euxínicas. 2. ciclo de mar alto y posteriormente regresivo en el que se depositaron las clinoforras progradantes correspondientes a la Fm. Quintuco en una rampa mixta que hacia posiciones más distales gradan lateralmente a las facies de cuenca correspondientes a la Fm. Vaca Muerta.

En este ámbito, al igual que en Loma La Lata y alrededores, se observa un espesor relativamente constante de 30 m para el intervalo Vaca Muerta Inferior. Respecto al contenido de materia orgánica, este nivel presenta la máxima riqueza y es considerado el principal nivel generador de la Fm. Vaca Muerta.

En cuanto a su respuesta en la sísmica, se caracteriza por estar representado por el reflector basal de gran continuidad regional con fuerte amplitud (mínimo) y una impedancia acústica mínima.

2.2. Formación Vaca Muerta Superior

Este intervalo está conformado por las facies distales de las clinoformas progradantes de la rampa mixta de Quintuco inferior, de modo que se dispone en relación de *downlap* respecto a la Fm. Vaca Muerta Inferior. Corresponde a la transición entre el evento de máxima transgresión (TST) y el sistema del nivel del mar alto (HST).

La gradación desde un tramo basal levemente menos calcáreo y rico en materia orgánica a uno más calcáreo hacia el tope se corrobora con la respuesta al GR que es levemente superior en la base y también el DT que es levemente mayor hacia la base.

El contenido de materia orgánica, se encuentra en un promedio del 3,8% alcanzando máximos de un 4,5% hacia la base de la unidad.

3. Estructura

La región de El Orejano se encuentra ubicada en el centro de la provincia del Neuquén entre varios altos estructurales importantes: el alto de Volcán Auca Mahuida-ASR al este y el Dorso de los Chihuidos al oeste.

Si bien el bloque El Orejano no presenta rasgos estructurales que indiquen alta deformación, se encuentra rodeado de zonas que se han levantado y/o hundido a lo largo de la historia geológica de la región.

Los principales rasgos estructurales se encuentran al sur del bloque asociados a los sistemas de transcurriencia dextrógira que reactivan los lineamientos antiguos del precucano (Etapa de *rifting* inicial).

Existen algunas pequeñas estructuras de escaso relieve que afectan delgadas porciones de la columna, evidenciando su génesis sinsedimentaria (estructuras intra-Quintuco, Tordillo y Gr. Lotena).

En lo que respecta a los lineamientos principales, la región del bloque El Orejano y alrededores es una zona con estructuras muy suaves y pendientes muy bajas; sin embargo, en su parte sur (Bloques Bandurria-ASR) se encuentra atravesado por sistemas de fallas y fracturas que afectaron la secuencia sedimentaria en distintos tiempos y niveles estratigráficos. Los patrones más importantes son el ONO, NE, NNE, NNO tensional, NNO inverso y ENE (Cristallini, 2005), (Figura 5).

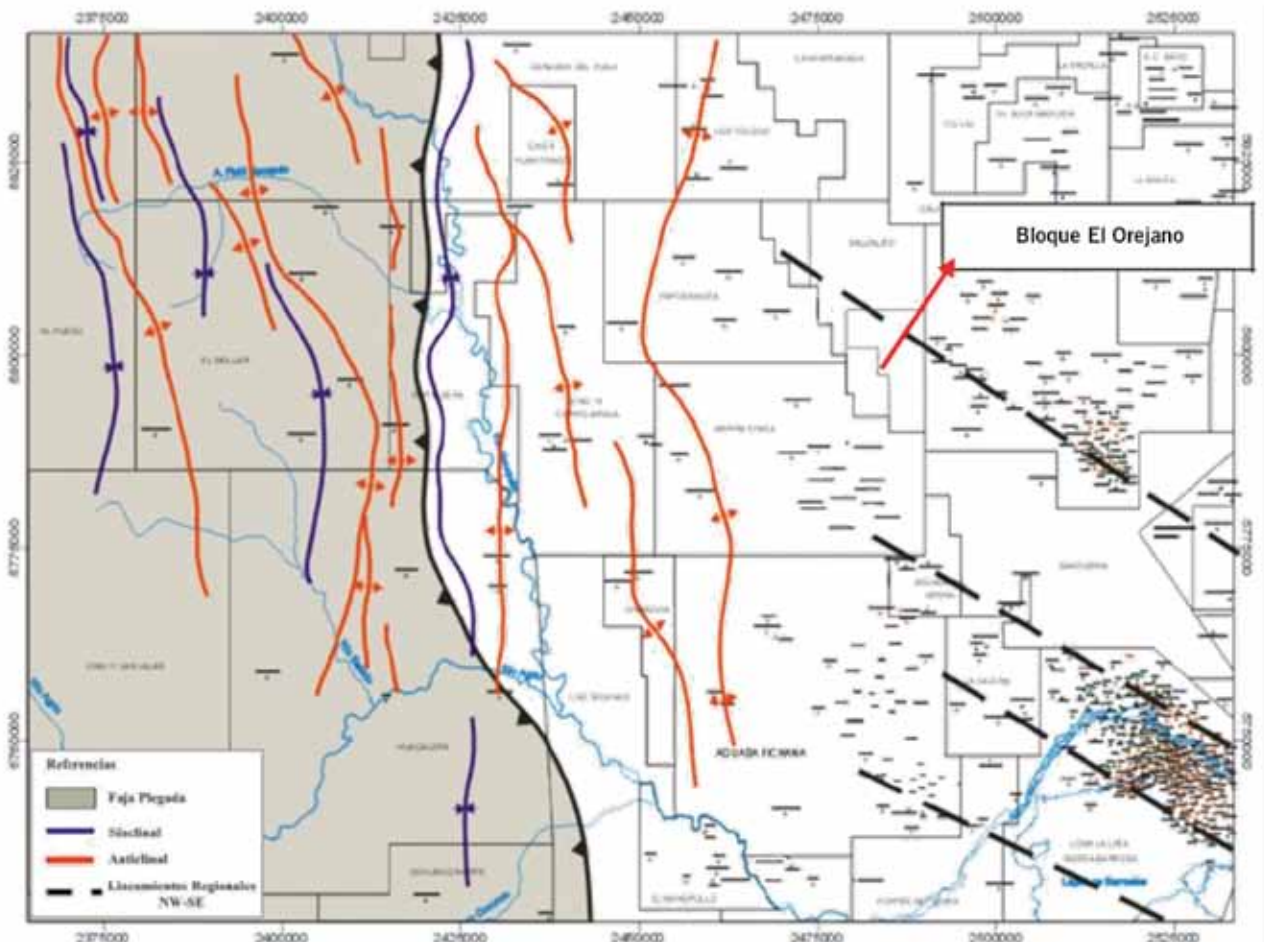


Figura 5. Mapa de estructuras regionales. Principales lineamientos y estructuras observadas.

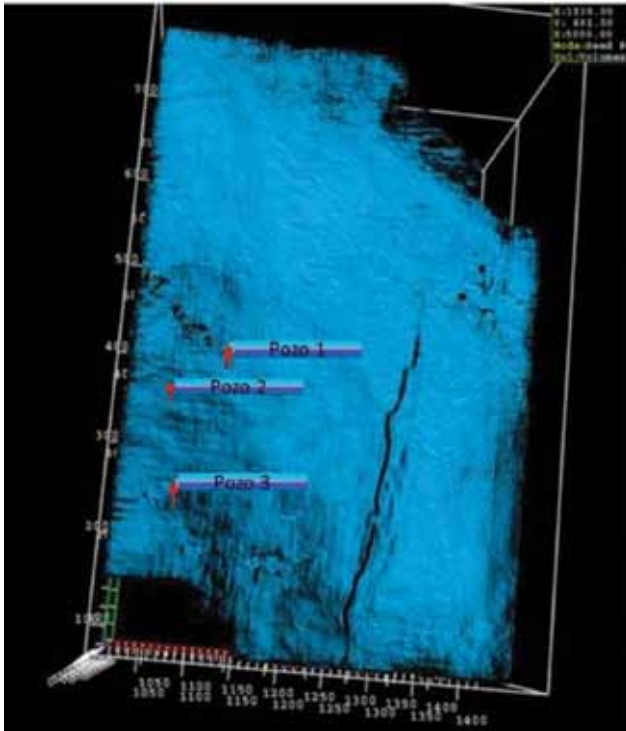


Figura 6. Mapa de varianza intra-Quintuco. Principales lineamientos y fallas observadas.

El patrón ONO está vinculado a las fallas que limitaban los hemigrábenes precuycanos durante la extensión mecánica de la cuenca (*rifting* inicial). Fue reactivado con pos-

terioridad con componente de rumbo dextral y nucleando fallas del patrón NNO. Este patrón está muy bien distribuido en toda la región sur (Figura 6).

En el plano estructural (Figura 7B) al tope de la Fm. Quintuco puede observarse que por tratarse de una posición periférica al Dorso de los Chihuidos, la zona se caracteriza por una suave trepada homoclinal hacia el O-SO, esbozando en pequeño espolón con continuidad hacia el bloque de Sierra Chata.

Estrategia de completación del pozo

El pozo fue perforado de manera *slanted down dip* (Figura 8), teniendo como objetivos dos niveles productivos: nivel superior y nivel inferior.

La terminación fue mediante el sistema de *plug & perf* con 21 etapas de fracturas, de las cuales 10 etapas están en el nivel auperior, 10 en el inferior y una sola en un nivel intermedio, que si bien no es objetivo en esta etapa de desarrollo, fue agregada para entender el aporte en la zona de transición entre ambos niveles.

Analizando el modelo estático, la Porosidad Total del Nivel Superior es levemente mayor que la del Nivel Inferior. Los *clusters* para la terminación fueron seleccionados a partir del perfil de GR, que nos permite diferenciar niveles con un radioactividad natural más alta correspondiente a arcilla, de niveles calcáreos, de manera de poder lograr una buena divergencia durante la etapa de fractura.

Durante la estimulación se bombearon trazadores de

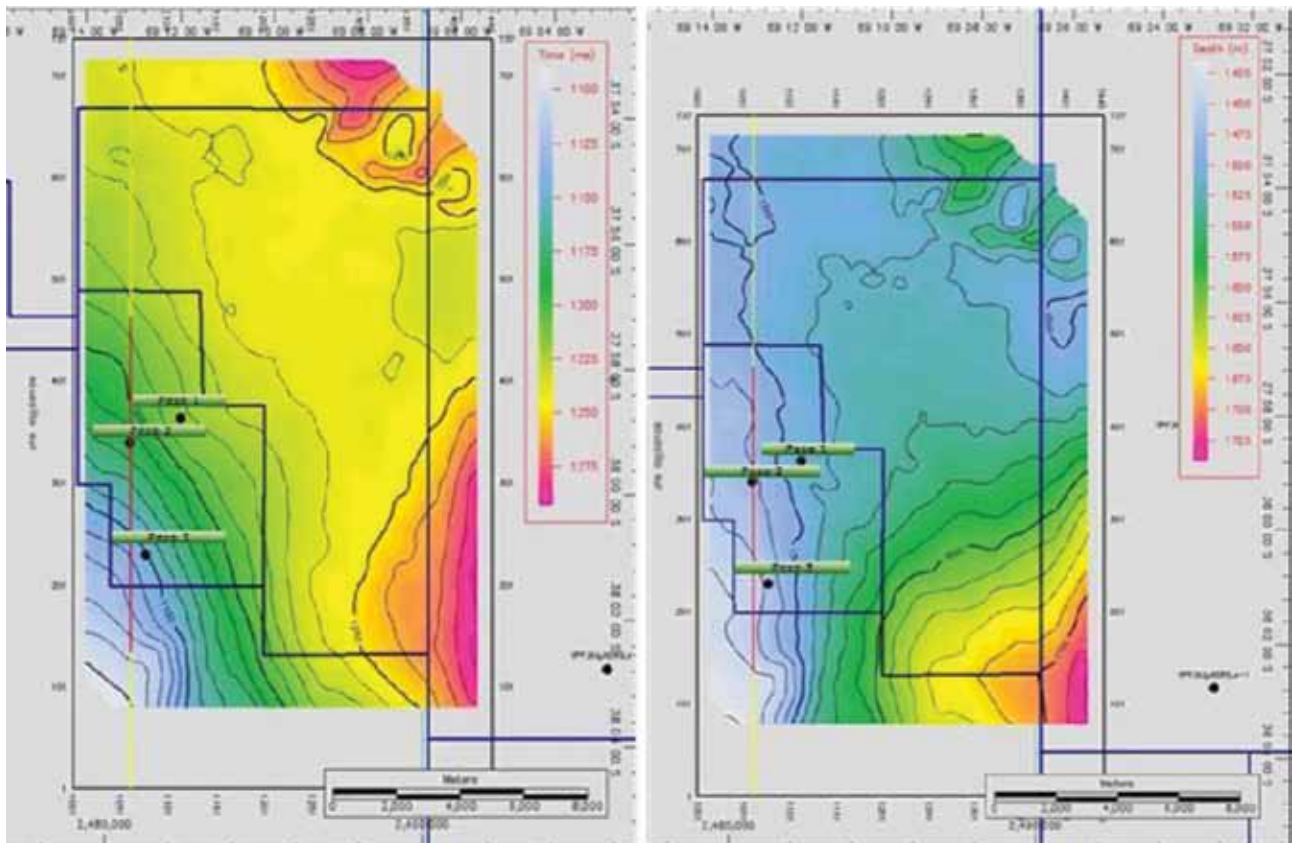


Figura 7. A. Mapa isócrono al tope de la Fm. Quintuco. B. Mapa estructural al tope de la Fm. Quintuco.



REDUCCIÓN DE COSTOS Y OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS

Soluciones de intercambio de calor para la industria de Oil & Gas



**INTERCAMBIADORES
DE CALOR DE PLACAS**



**INTERCAMBIADORES
DE CALOR DE CASCO Y PLACAS**



**INTERCAMBIADORES
DE CALOR ESPIRALADOS**

Somos especialistas en intercambio de calor. Ofrecemos soluciones innovadoras para necesidades relacionadas con:

- ~ Evaporación
- ~ Calentamiento de vapor
- ~ Pre-calentamiento de gas

- ~ Recuperación de calor
- ~ Deshidratación de aceite crudo
- ~ Tratamiento del agua

- ~ Calentamiento de crudo
- ~ Deshidratación de propano
- ~ Licuefacción de gas

edelflex

www.edelflex.com ~ info@edelflex.com

ARGENTINA • MÉXICO • COLOMBIA • URUGUAY

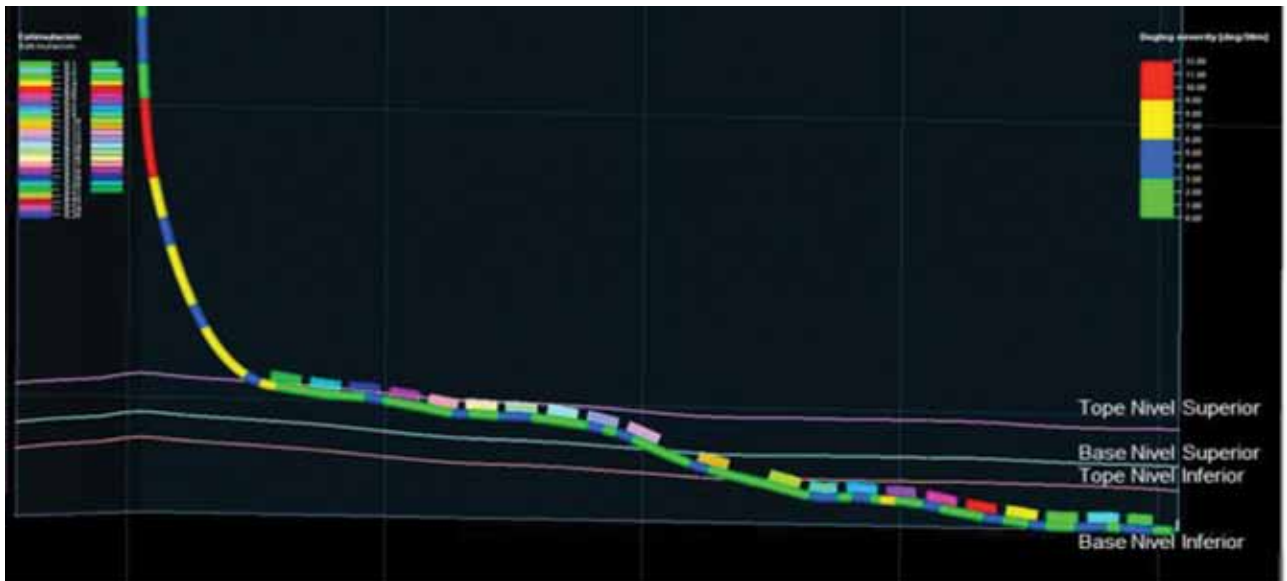


Figura 8. Trayectoria del pozo *slanted*.

gas y de agua con la finalidad de evaluar la productividad de los niveles. Como puede observarse en la figura 9, de las 21 etapas de fractura realizadas se utilizaron 17 trazadores de gas, debido a que no se dispone de 21 trazadores distintos.

Breve historia de la tecnología de Trazadores Químicos de Gas

El uso de trazadores en la industria de petróleo y gas tiene una trayectoria de casi 70 años. Otras disciplinas, como la hidrogeología y la geotermal utilizaron trazadores para estudiar el transporte de fluidos en acuíferos y rocas geotermales fracturadas antes de que la industria del petróleo comenzara a usar trazadores para caracterizar reservorios, alrededor de 1950. Los primeros trazadores utilizados eran radioactivos, principalmente isótopos del agua. Por razones de seguridad y ambientales fueron reemplazados por trazadores químicos, ya que son amigables con el medio ambiente y no presentan riesgos para la salud.

En reservorios convencionales, los trazadores son inyectados en pozos inyectores para evaluar la eficiencia del programa de recuperación secundaria o terciaria. Trazadores de gas fueron utilizados en reservorios convencionales,

por lo menos, desde la década de 1970 (Wagner *et al.* 1974, Wagner 1977). Sin embargo, En yacimientos no convencionales, el análisis de retorno de trazadores es usado para determinar la efectividad de la estimulación hidráulica y la conectividad de las fracturas creadas. Los estudios de trazadores en pozos no convencionales buscan tres objetivos: 1. Identificar la efectividad de la estimulación y/o confirmar el flujo de todo el pozo, 2. las regiones de mayor potencial en formaciones de gran extensión vertical y 3. determinar el grado de conexión o interferencia entre pozos vecinos. Este último punto es de gran importancia para definir el espaciamiento entre pozos y las dimensiones del plan de estimulación óptimo.

En comparación con otras mediciones “de herramientas”, que proveen una imagen puntual en el tiempo, el uso de trazadores químicos tiene la capacidad de monitorear el flujo de las diferentes zonas del pozo durante un período mayor, de forma continua, no-intrusiva, sin riesgo y llega hasta 6 meses de lectura. Una recopilación completa de los métodos de estimación de flujo por zona en pozos multifracturados puede obtenerse en Lal *et al.* (2017).

Como los datos de campo rara vez son perfectos o completos, los mejores resultados de interpretación son obtenidos al contrastar y comparar las diferentes fuentes de información disponibles al ingeniero de reservorios (King

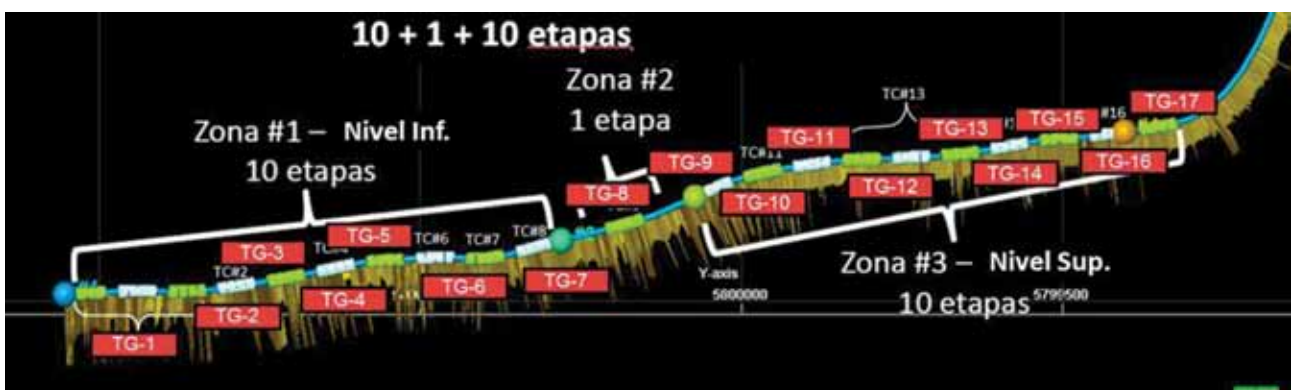


Figura 9. Etapas de fractura y distribución de los trazadores de gas.

et al., 2014). En la literatura pueden encontrarse ejemplos de correlación entre los resultados de trazadores, la geología y otras fuentes de información, como PLTs, pruebas de camisas y microsísmica (King et al., 2011; Spencer et al., 2013; Dang, 2016; Lal et al., 2017).

Los trazadores químicos son compuestos solubles en la fase objetivo, que puede ser tanto el agua, el petróleo o el gas. Pueden ser líquidos o sólidos, pero deben ser estables a condiciones de reservorio y a lo largo de todo el proceso de bombeo, tener un coeficiente de partición lo mínimo posible para otras fases, no sufrir absorción a la roca del reservorio, tener un bajo límite de detección, y ser amigables con el medio ambiente (Dugstad et al., 2007). Los trazadores de hidrocarburos utilizados en este estudio forman una emulsión inestable en el fluido de fractura y se disuelven en la fase hidrocarburo al entrar en contacto con los fluidos de formación.

Existen tres formas de aplicación de trazadores en pozos no convencionales: 1. trazadores “de emulsión” que son bombeados junto con el fluido de fractura, 2. trazadores “de punzado” que son incorporados a las cargas explosivas de los punzados, y 3. trazadores “inflow”, que son trazadores en estado sólido incorporados a la completación del pozo con una tasa de liberación controlada (Figura 10). La gran mayoría de las aplicaciones de trazadores en pozos no convencionales sigue la primera forma de aplicación, ya que además de ser una opción con buena relación costo/beneficio, ofrece el beneficio adicional de poder medir la conexión o interferencia entre pozos.

Aplicación de trazadores químicos

Aproximadamente 300 cc de trazador químico de gas y 5 L de trazador químico de agua fueron inyectados en cada etapa durante las operaciones de bombeo de fluidos de estimulación. Cada especie de trazador es diferente, pueden identificarse y cuantificarse en superficie sin interferencia con los otros ni con componentes del fluido de fractura o de formación.

En este proyecto, 17 trazadores diferentes de gas y 22 trazadores diferentes de agua fueron utilizados. Todas las 21 etapas del pozo recibieron tanto trazadores de agua como de gas. Los trazadores de agua fueron inyectados manteniendo una concentración constante a lo largo del trabajo de estimulación, garantizando así que toda el agua de estimulación bombeada en cada etapa fue marcada a una concentración conocida. En cambio, el trazador de gas fue inyectado durante los primeros 10-15 minutos del

bombeo del agente de sostén. Como no se contaba con 21 trazadores diferentes de gas al momento de realizar el trabajo, fue necesario repetir el uso de tres de ellos para cubrir la totalidad del pozo. Así, las etapas 1-3; 8-9 y 15-16 fueron “agrupadas” al usar el mismo trazador de gas. Esta restricción de número de trazadores diferentes no se repitió para los trazadores de agua, y cada etapa del pozo recibió un trazador de agua distinto. Además, un trazador de agua adicional y diferente a los demás fue bombeado en todas las etapas de la estimulación. Este trazador es llamado de “trazador global de agua”, y cumple la función de monitorear la dilución de agua de *flowback* con el agua de formación, que no está trazada.

Stage	Gas	Water	Global Water
1	G-01	W-01	W-22
2	G-01	W-02	W-22
3	G-01	W-03	W-22
4	G-02	W-04	W-22
5	G-03	W-05	W-22
6	G-04	W-06	W-22
7	G-05	W-07	W-22
8	G-06	W-08	W-22
9	G-06	W-09	W-22
10	G-07	W-10	W-22
11	G-08	W-11	W-22
12	G-09	W-12	W-22
13	G-10	W-13	W-22
14	G-11	W-14	W-22
15	G-12	W-15	W-22
16	G-12	W-16	W-22
17	G-13	W-17	W-22
18	G-14	W-18	W-22
19	G-15	W-19	W-22
20	G-16	W-20	W-22
21	G-17	W-21	W-22

Tabla 1. Distribución de trazadores por etapa.

Durante el período de *flowback*, muestras de agua y gas son recolectadas e identificadas, y enviadas para análisis de trazadores. El tiempo de vida del estudio dependerá de la producción acumulada del pozo, variando entre 1 y 6 meses. Al final del estudio de trazadores, el porcentual de masa inyectada de cada trazador que fue recuperada es evaluado y comparado. Esta comparación forma la base cuantitativa del estudio.

Al momento de escribir este trabajo, un total de 39 muestras de gas y 41 muestras de agua han sido colectadas y analizadas, lo que equivale a tres meses de producción. El trabajo de colecta de muestras aún continúa, por lo que el tiempo de estudio de este proyecto superará los tres meses.

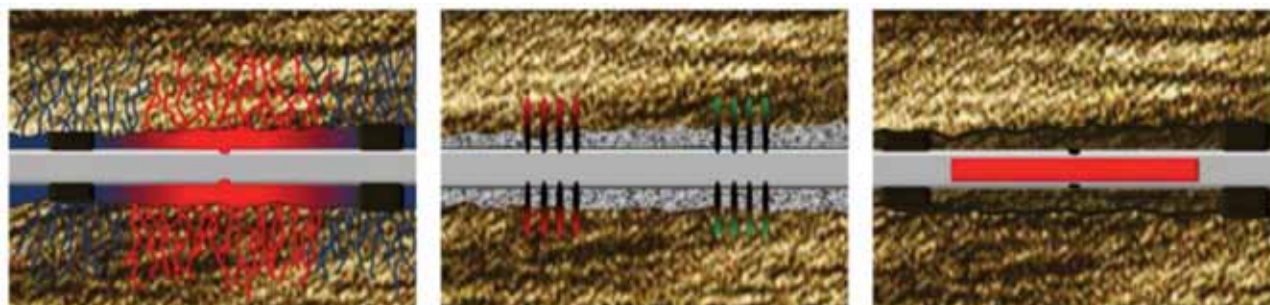


Figura 10. Esquema de las diferentes formas de aplicación de trazadores (Salman et al., 2014)

Flowback del pozo y parámetros operacionales

El procedimiento de apertura y puesta en marcha del pozo se rige por la política de apertura establecida para el yacimiento de *shale gas* El Orejano.

Por la experiencia de los pozos ya perforados en el área, se conoce que la forma en que el orificio de producción es gerenciado tiene un alto impacto en la producción del pozo y, a su vez, en su rentabilidad.

Si no se hace, es conocido el deterioro de la conductividad de las fracturas hidráulicas en los reservorios no convencionales, cuando se ejerce un elevado stress neto sobre el agente sostén, lo cual trae daño, como empotramiento, ruptura y migración de finos, ocasionando que al aporte de fluidos se vea disminuido.

En el caso del pozo estudiado, se realizó una apertura gradual, iniciando con orificio (*choke*) de diámetro reducido. Ese diámetro fue aumentándose gradualmente a medida que se realiza el *flowback* de los fluidos de estimulación y la consolidación del agente de sostén dentro de las fracturas.

En este caso, se utilizaron cuatro corridas de orificio, con el objetivo de ayudar a desahogar la sobrepresión propia del bombeo de la fractura hidráulica inicialmente; y luego se continuó con la política establecida en el campo. El pozo queda en surgencia natural, hasta el momento en que sea conveniente instalar el sistema de levantamiento artificial.

Durante el período de *flowback* se coordinó la toma de muestras para que sean colectadas antes y después de cada cambio de orificio. Luego de la limpieza, el pozo mostró el mismo patrón de comportamiento que el resto de los pozos del área.

En la Figura 11 se ilustra las variaciones en presión de cabeza, caudal de agua y caudal de gas durante el período estudiado. Se pueden observar los cambios en el régimen de producción del pozo luego de cada cambio de *choke*, y están identificadas todas las muestras colectadas, como cruces, tanto en el gráfico de caudal de agua como de gas.

Notablemente, el caudal de gas muestra cambios drásticos de producción durante este período, multiplicándose casi 10 veces. Por otro lado, el agua también mostró incrementos relacionados a los cambios de *choke*, pero con menor

intensidad, el caudal de agua aumenta un 300% solamente. Parte del estudio se centra en explicar estos cambios y los fenómenos detrás del proceso de limpieza del pozo.

La presión de cabeza de pozo muestra, en general, un aumento a lo largo del período estudiado; este efecto está correlacionado con los cambios de densidad promedio en la columna de producción: la relación agua-gas cambia drásticamente durante el período estudiado. Aún con una presión de fondo decreciente, la presión de cabeza muestra un aumento debido a este efecto.

Interpretación de los datos del estudio de trazadores

1. Método de cálculo

El método utilizado para alocación de la producción está basado en la recuperación másica de los trazadores bombeados. Las concentraciones medidas en cada muestra y las producciones acumuladas son utilizadas para calcular la recuperación másica de trazadores a cada momento del estudio:

Para cada etapa/trazador, es calculado el porcentual de masa producida, sobre el total bombeado. Los porcentuales de recuperación son comparados para establecer la distribución de flujo entre las diferentes etapas del pozo. Una etapa con alto caudal de gas, por ejemplo, recuperará un alto porcentaje del trazador de gas, ya que tendrá un flujo másico mayor, en comparación con una etapa con flujo marginal. El mismo proceso se hace tanto para los trazadores de gas como para los trazadores de agua.

Esto permite evaluar la distribución de producción a lo largo de todo el estudio (el resultado consolidado), así como la distribución del flujo durante períodos específicos del estudio (resultados por período), o por muestra (resultados muestra-a-muestra).

2. Trazadores de agua

El objetivo de los trazadores de agua fue evaluar el avance de la etapa del *flowback*, etapa por etapa, en ambos niveles navegados. Para ello se utilizó un trazador de agua diferente por cada etapa fracturada. Además, utilizando un trazador de agua común en todas las etapas, se buscó estimar el volumen de agua de formación (agua no trazada) que se podría estar produciendo.

Desde las primeras muestras de agua, todos los 21 trazadores fueron identificados, confirmando que todas las etapas estaban devolviendo agua aún desde el inicio del *flowback*.

Inicialmente, se destaca el *flowback* de las etapas del heel, por sobre las del toe. A medida que se incrementa el orificio, se puede observar que la distribución de *flowback* de agua de estimulación es más balanceada entre heel (etapas 21-12) y toe (etapas 6-1) (Figura 12). Las etapas intermedias, que se ubican en la transición del nivel inferior (etapas 11-7), no mostraron grandes aportes al *flowback* de agua de estimulación a lo largo del estudio.

Una vez que se realizaron todos los cambios de orificio y transcurrió más tiempo de producción, se puede observar que las tendencias de aporte de agua entre los niveles navegados son más parejas, las etapas del heel que navegan el nivel superior son las que más agua aportan. Cabe destacar, que a medida que las etapas navegadas en el nivel inferior

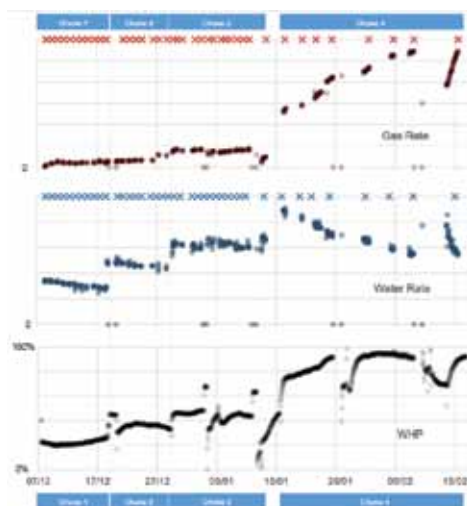


Figura 11. Parámetros operativos del pozo durante el período estudiado.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

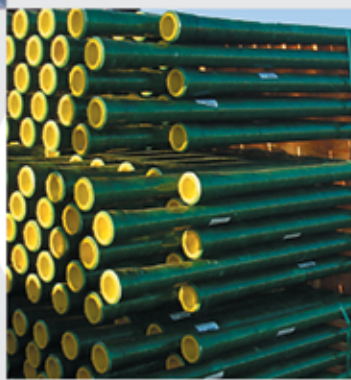


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
DNV OHSAS-18001

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

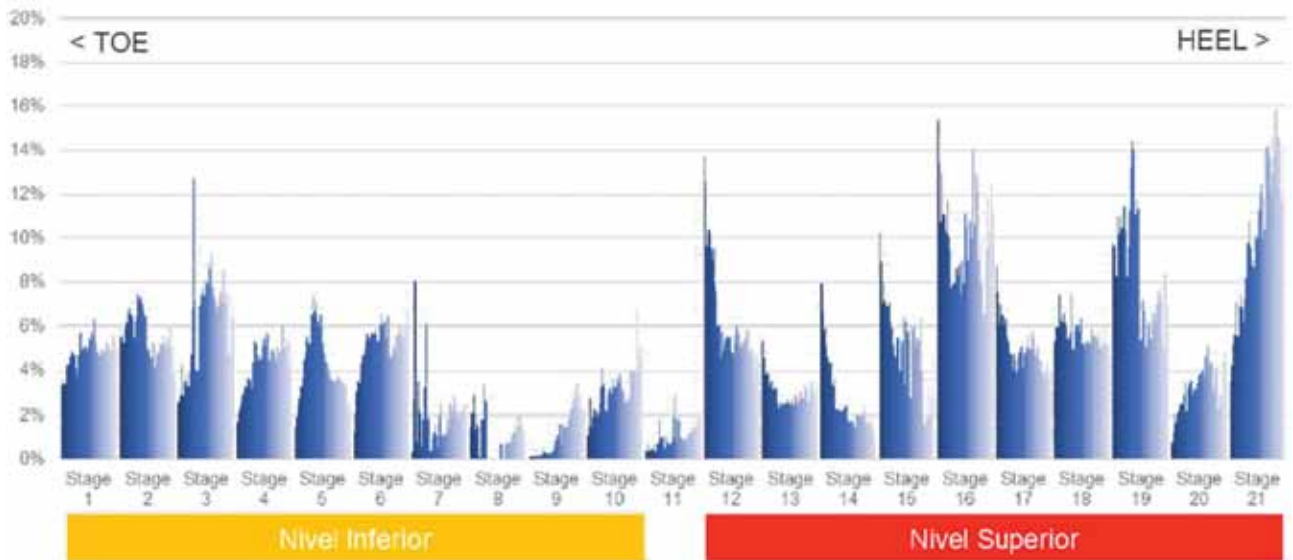


Figura 12. Porcentaje de *flowback* de agua por etapa, a lo largo del estudio. El gráfico muestra la evolución de contribución de cada etapa a lo largo del estudio. Por ejemplo, la etapa 21 muestra un incremento en la contribución al *flowback* de agua a lo largo del estudio, mientras que la etapa 15 muestra una contribución gradualmente menor. El gráfico muestra un total de 41 muestras, colectadas a lo largo de tres meses de producción.

se acercan a la zona de transición entre ambos niveles, el aporte de agua disminuye notablemente. (Figura 12).

En resumen, hay buena recuperación de los trazadores de agua durante los tres primeros meses de producción, con recuperaciones porcentuales entre el 2,5% y el 25%. El *flowback* de agua muestra aportes diferentes según el nivel navegado por el pozo, el nivel superior es el del mayor aporte. Los cambios de orificio no influyen considerablemente en la distribución del *flowback* de agua en el pozo.

3. Trazador de agua global

Como fue utilizado un trazador de agua adicional, común a todas las etapas, fue posible analizar la dilución del agua de estimulación por efecto de entrada de agua de formación. Comparando la concentración de bombeo, que fue controlada y mantenida constante durante todo el proceso de estimulación, con la concentración de *flowback*, es posible estimar el porcentaje de agua de estimulación presente en el agua de *flowback*. Del total del agua producida, el 27% pertenece a agua no trazada y el 73% es devolución del agua de *flowback*, con una tendencia decreciente a lo largo del estudio (Figuras 13 y 14).

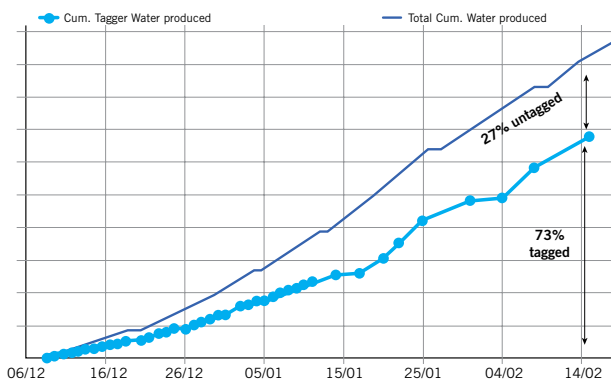


Figura 13. Distribución del agua producida por el pozo, distinguiendo entre agua trazada y agua no trazada. La gran mayoría del agua de *flowback* era agua trazada, lo que indica una baja probabilidad de entrada de agua libre de formación.

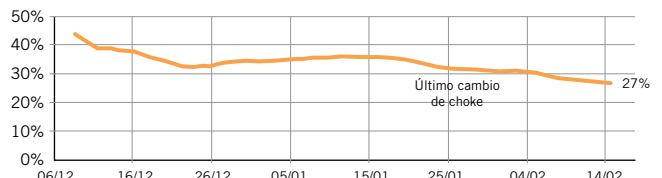


Figura 14. Tendencia decreciente del porcentaje de agua no trazada producida en el pozo.

Los motivos de la dilución del agua de estimulación pueden ser varios, por ejemplo, la interacción entre agua de estimulación y agua connata de formación que, aunque inmóvil, contribuye a la dilución del trazador global, o la posible entrada de agua de formación.

4. Trazadores de gas

El análisis de muestras de gas para la presencia de trazadores durante los primeros 15 días de producción muestra que el gas producido hasta ese momento no presentaba condiciones estabilizadas. Se detectó presencia de todos los trazadores inyectados en el pozo, confirmando que todas las etapas estaban contribuyendo al flujo (Figura 15).

Para estudiar el efecto de los cambios de choke sobre la distribución de la producción de gas, y la limpieza de las etapas del toe, el estudio fue dividido en cuatro períodos de flujo, siguiendo cada una de las posiciones de *choke*: *choke 1*, *choke 2*, *choke 3* y *choke 4* (Figura 16).

La distribución de producción en cada período fue consolidada, y los resultados comparativos se pueden ver en la figura 17 siguiendo el código de colores.

Durante la primera parte del estudio (chokes 1 y 2), el caudal de gas del pozo es bajo, y el aporte de la producción del gas se debe en su gran mayoría de las etapas de heel, principalmente las etapas 14-16. Los aportes de producción de las etapas del toe son considerablemente menores. En contraste, con la distribución de *flowback* de agua durante este período de flujo, se aprecian diferentes comportamientos, entre el heel y el toe, indicando que el toe demora más en limpiarse.

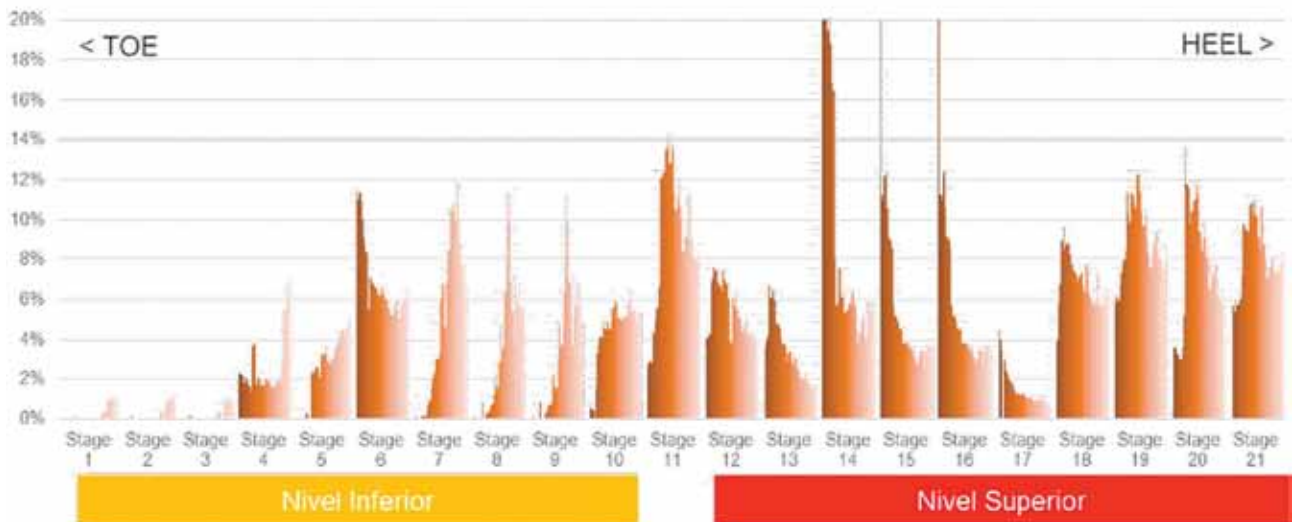


Figura 15. Porcentaje de contribución de caudal de gas por etapa, a lo largo del estudio. En el gráfico se muestra la evolución de contribución de cada etapa a lo largo del estudio. Por ejemplo, la etapa 7 muestra un incremento marcado en la contribución de producción de gas lo largo del estudio, mientras que las etapas 14, 15 y 16 son dominantes en el inicio del estudio, pero se estabilizan hacia el final. En el gráfico se muestra un total de 39 muestras, colectadas a lo largo de tres meses de producción.

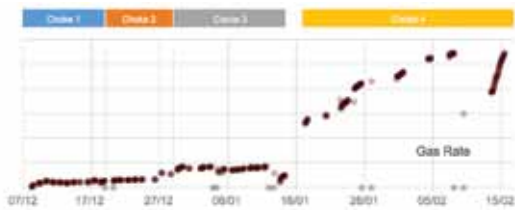


Figura 16. División del período estudiado en cuatro períodos de flujo, coincidentes con las posiciones de choke 1, 2, 3 y 4 (progresivamente crecientes en diámetro).

Al inicio de la vida productiva del pozo, las etapas más cercanas al heel son afectadas por un mayor *draw-down* y esto podría explicar los mejores caudales iniciales. Otro factor que puede exacerbar este efecto es la diferencia en profundidad vertical (TVD) entre las etapas del heel y las etapas del toe del pozo. En este caso en particular, con inclinación de 80°, esta diferencia llega a 100 m TVD. Durante el inicio del *flowback*, cuando los caudales del toe del pozo son incapaces de limpiar la columna de agua de la tubería de producción, se estarían aplicando aproximadamente 10 kgf/cm² de contrapresión sobre el toe del pozo debido a este fenómeno. El fenómeno de *liquid loading*

está extensamente estudiado en la literatura y es una de las principales causas de flujo inestable y ahogamiento de pozos de gas.

Durante el período de flujo correspondiente al *choke* 3, se aprecia el creciente aporte de las etapas del mid del pozo. Luego, durante el período de flujo del *choke* 4, ya con caudales de gas considerablemente mayores, el aporte de las etapas más cercanas al toe se hace evidente. Las velocidades dentro de la tubería de producción han aumentado considerablemente, haciendo más probable que el agua haya sido expulsada. Aun hasta el final del período estudiado, la contribución de las últimas etapas del pozo (etapas 1-3) es marginal. Esto puede ser una indicación de que su limpieza no fue completa aún. Nuevas muestras revelarán más información sobre estas etapas.

Estos hallazgos hacen presumir que, aún con volúmenes de *flowback* de agua bajos, las etapas del nivel superior ya producen volúmenes significativos de gas, mientras que en el nivel inferior la limpieza lleva más tiempo, o se debe ser más agresivo en la política de orificios para ese nivel (hipótesis por comprobar).

Las figuras 18 y 19 ilustran la variación de la producción de gas con los distintos regímenes de orificio implementados como política de producción del pozo, desta-

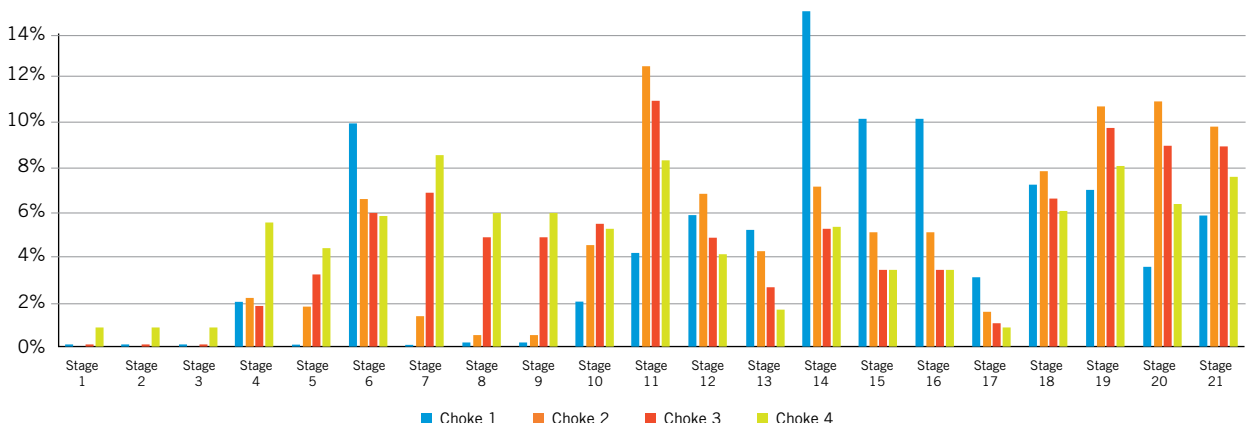


Figura 17. Distribución de producción de gas por período de flujo, según posición de choke.

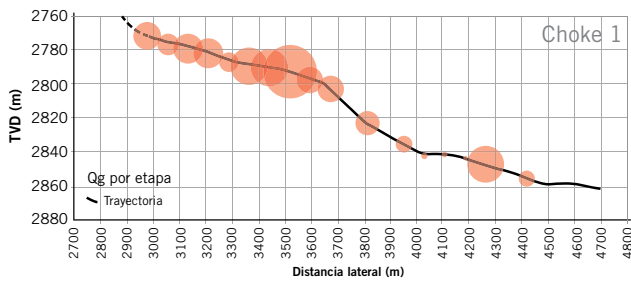


Figura 18. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el **choke 1** (menor diámetro).

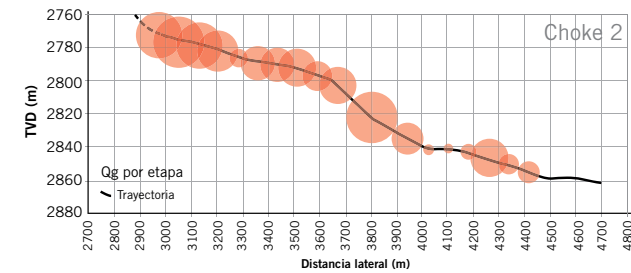


Figura 19. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el **choke 2**.

cándose la mayor contribución de las etapas ubicadas en el heel o pertenecientes al nivel superior de navegación. Estas figuras corresponden a las posiciones de *choke 1* y *2*.

En las figuras 20 y 21 se muestra el aumento progresivo de la contribución del caudal del gas por etapas en cada nivel, a medida que se fueron incrementando los orificios en el pozo. Estas figuras corresponden a los *choke 3* y *4*.

En resumen, para el comportamiento de los trazadores de gas, podemos decir que la recuperación de los trazadores está acorde con lo esperado por cada etapa. La recuperación de trazadores de gas varió entre un 2% y un

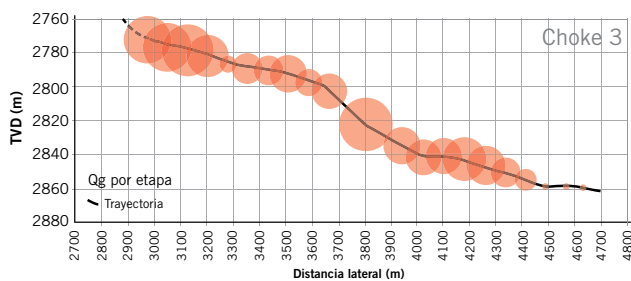


Figura 20. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el **choke 3**.

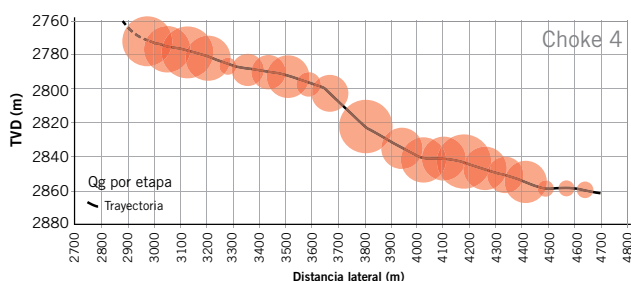


Figura 21. Distribución de producción de gas a lo largo del pozo para el **choke 4** (mayor diámetro).

22%. Hacia el final del estudio, existe un perfil homogéneo de producción de gas, lo cual indica que ha habido una limpieza efectiva. Las etapas próximas al heel, o nivel superior, fueron las que limpiaron primero. Las etapas del toe o nivel inferior del pozo, tal vez por un posible "liquid loading" cuando el pozo estaba en tamaños de orificios menores, demoraron más en limpiar y entrar en producción. Esto puede verse en la figura 22.

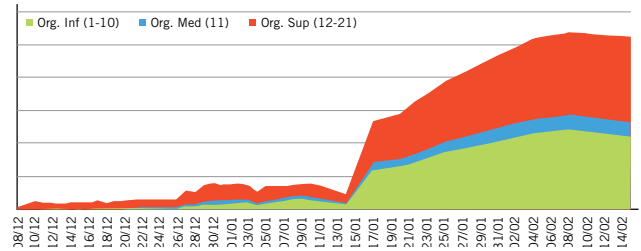


Figura 22. Evolución del aporte de gas de cada nivel a medida que se limpia el pozo con el aumento de *choke*.

En la figura 23 se muestra el consolidado de producción obtenido de los trazadores, donde también se puede observar lo expuesto.

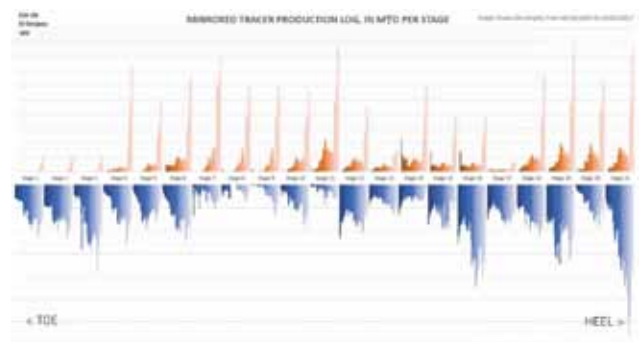


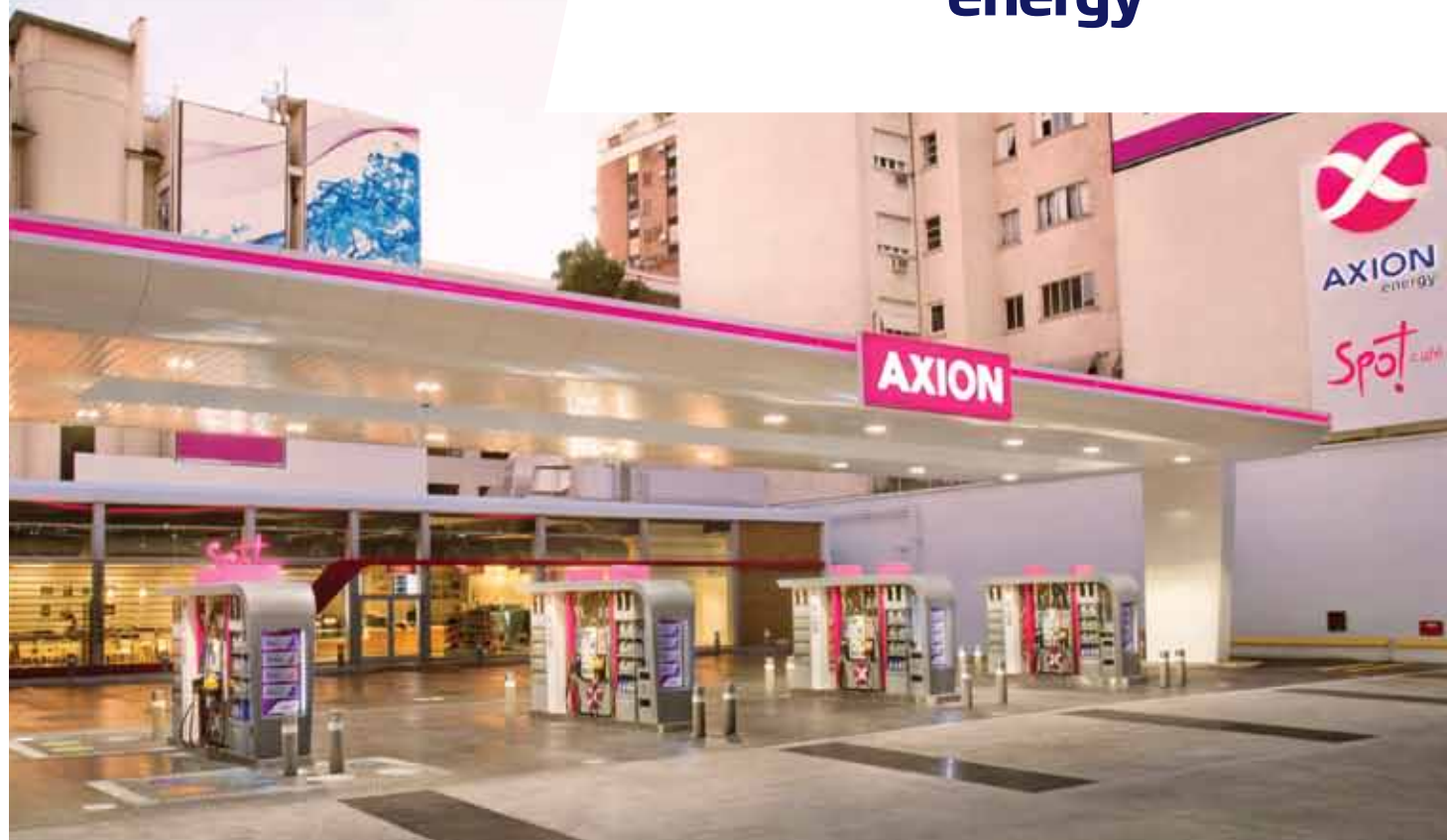
Figura 23. Comparación de la producción de gas y *flowback* de agua a lo largo del estudio, para todas las etapas. En el gráfico se muestra claramente el fuerte aumento de caudal de gas luego del último cambio de *choke*, junto con la entrada en producción de las etapas del toe.

Interferencia con pozos vecinos

De forma adicional, en este estudio fue posible identificar qué etapas del pozo horizontal (trazado) habían interferido con un pozo vertical vecino, (Figura 24). Dos muestras de agua fueron colectadas con 15 días de diferencia en el pozo vecino, y enviadas a analizar para evaluar la presencia de alguno de los trazadores bombeados en el pozo trazado. Los resultados mostraron que la etapa 9 era la principal que se manifestaba en el pozo vecino, y que otras etapas, más notablemente la 6, 7, y la 8, también se manifestaron en menor medida (Figura 25). Además quedó registrada la interferencia en el pozo vecino a partir de la etapa 9 de fractura en la presión de cabeza (Figura 26).

La interferencia desde la etapa 9 muestra que la dirección preferencial de crecimiento de estas fracturas es en sentido noroeste-sudeste, y no es perpendicular a la trayectoria del pozo horizontal. Notablemente también, las etapas 6, 7, 8 y 9 pertenecen a un mismo nivel de profundidad.

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



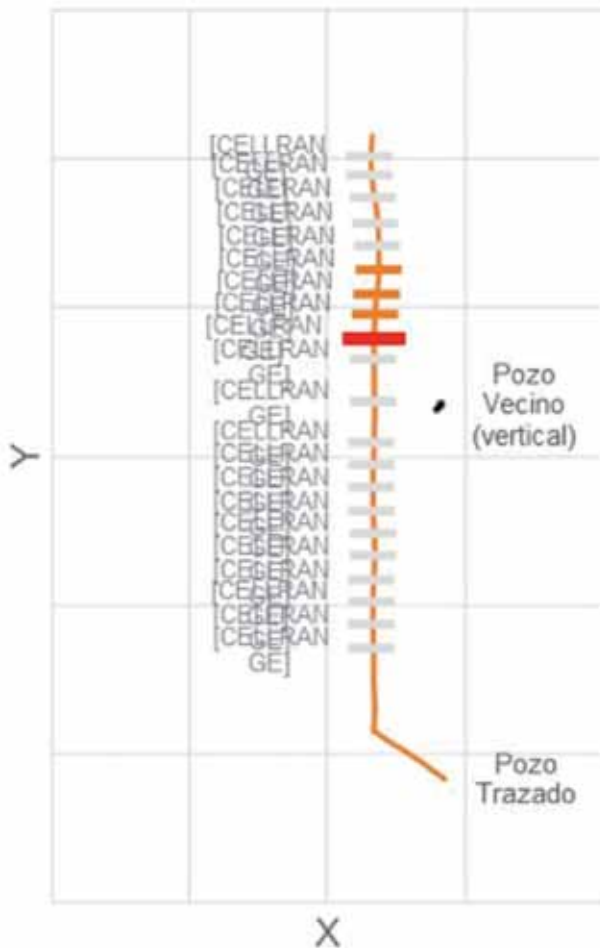


Figura 24. Posición de ambos pozos. Notar que la etapa 9 no es la más cercana al pozo vecino. Escala: 1 cuadrado = 500 m.

Conclusiones

La tecnología de trazadores químicos puede ser usada para mostrar la variación de la producción en el tiempo, etapa a etapa, en un pozo multi-fracturado, mientras pueda ser detectado en las muestras. El tiempo de vida del estudio depende de la cantidad de trazador utilizado y de la producción acumulada del pozo. Además de proveer una lectura sostenida en el tiempo, esta técnica no lleva asociado tiempos de parada de producción ni riesgos de ningún tipo para el pozo o para el personal de campo.

El uso de trazadores se engloba dentro de las tecnologías para mejorar el entendimiento de los reservorios *shale* y el aporte de producción por cada etapa, tanto para la ventana de petróleo como para la de gas. Otras tecnologías complementarias pueden ser microsísmica (para evaluar el crecimiento de las fracturas), registros de producción (PLT) y fibra óptica para medir señales acústicas (DAS) o temperatura (DTS).

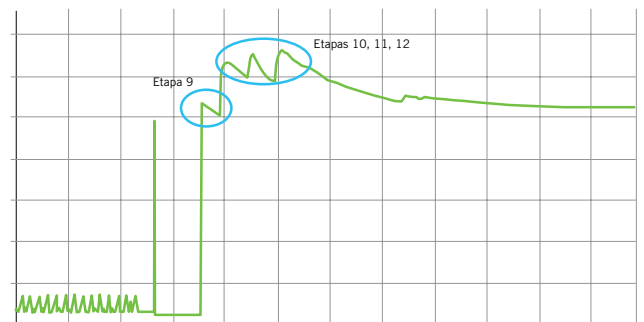


Figura 26. *Frac hit* de pozo vecino, interferido a partir de la etapa 9 de fractura.

En este estudio, se observó la diferencia en la respuesta de trazadores de agua *versus* trazadores de gas, al mostrarse el comportamiento diferente de ambas fases. La evaluación de limpieza del pozo habría sido imposible sin la posibilidad de contar con los trazadores de gas.

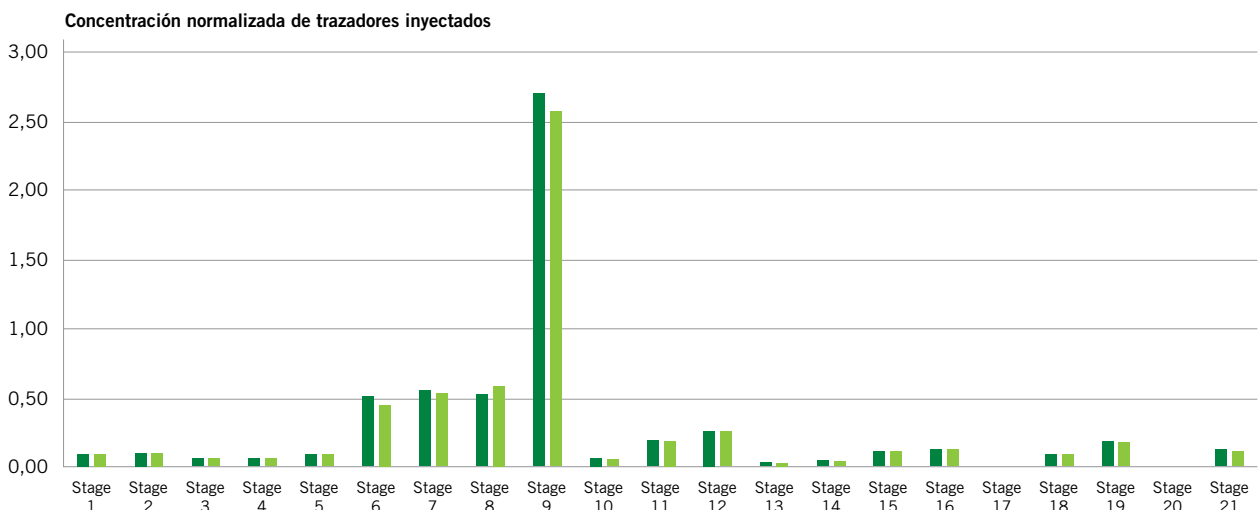


Figura 25. Concentración normalizada de los trazadores inyectados en las diferentes etapas del pozo trazado, encontrados en las muestras colectadas en el pozo vecino.

Los resultados de este pozo muestran la importancia de definir una estrategia de apertura de choke efectiva que logre limpiar todo el pozo. La estrategia adoptada mostró que para el último diámetro de *choke*, prácticamente todo el pozo estaba produciendo y con una distribución homogénea de producción de gas.

Los efectos de la desviación del pozo en la dinámica de limpieza del pozo fueron observados claramente por la recuperación de los trazadores de gas a medida que el pozo se limpiaba.

Luego de analizar muestras de un pozo vecino, fue posible identificar que una de las etapas del pozo trazado había causado interferencia, mostrando que las fracturas no habían crecido en forma perpendicular al pozo horizontal.

Próximos pasos

Se espera incrementar la toma de muestras hacia los pozos vecinos para determinar temas de interferencia entre fracturas que puedan afectar luego la producción de los pozos, para ello el pozo de interés puede ser tratado con los trazadores de gas y agua y en los vecinos se puede utilizar un trazador común en todas las etapas para darle sentido de orientación a las posibles interferencias y comunicaciones.

La toma de muestras puede ser optimizada y la frecuencia de colecta debe ser más homogénea para dar mayor tiempo de lectura; teniendo en cuenta la posible reducción de los kits de muestras para no retrasar los tiempos de entrega de resultados. ■

Agradecimientos

Agradecemos a YPF, Y-TEC y Tracerco por el permiso para publicar este trabajo técnico. En particular agradecemos al personal operativo de campo cuyo apoyo logístico fue fundamental para hacer posible este trabajo, en especial a Emilio Orte (Y-TEC).

Bibliografía

- Arregui, C.; O. Carbone; y H. Leanza, 2011. Contexto Sedimentario. En Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds. Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp. 29-35. Neuquén, Argentina.
- Concheyro *et al.* 2006. Nanofósiles calcáreos en los episodios de productividad y dilución de la Fm. Vaca Muerta Conference Paper IX Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía.
- Cristallini, E.; J. Martínez; E. Sánchez; S. Periale y A. Loncarich, 2005. Evaluación estructural del bloque Banderria (provincia del Neuquén, Argentina). Informe realizado para Repsol-YPF. Buenos Aires, Argentina.
- Leanza, H.; F. Sattier; O. Martínez y O. Carbone, 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds. Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp. 113-127. Neuquén, Argentina.
- Legarreta, L. y M. A. Uliana, 1991. *Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basinfill*, Central Argentine Andes, International Association of Sedi-

dimentology Meeting: "Sea level changes at active plate margins", International Association of Sedimentology, Spec. Publ., 12: 429-450.

Mitchum, R. M. y M. A. Uliana, 1982. Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico superior y Cretácico inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina: I° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Conferencias, pp. 439-484.

Spalletti, L.; C. Arregui y G. Veiga, 2011. La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En: Actas del XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds. Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp. 99-111. Neuquén, Argentina.

Wignall, P. B. y R. Newton, *Black shales on a basin margin: a model based on examples from the Upper Jurassic of the Boulonnais, northern France. Sedimentary Geology*, 144, 335-356.

Wagner O. R.; L. E. Baker y R. Gordon, "The Design and Implementation of Multiple Tracer Program for Multifluid, Multiwell Injection Projects", Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 6-9 October, Houston, Texas, 1974, <https://doi.org/10.2118/5125-MS>.

Wagner O.R., "The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities - Field Results", Journal of Petroleum Technology, November 1977, <https://doi.org/10.2118/6046-PA>.

Manish K. Lal, A. K. Singh, E. Joshua, J. Spencer, "Advanced Reservoir Characterization in Antelope Shale Using Chemical Tracer Technology", SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 24-26 January, The Woodlands, Texas, USA, 2017, <https://doi.org/10.2118/184819-MS>.

King G. E., "60 Years of Multi-Fractured Vertical, Deviated and Horizontal Wells: What Have We Learned?", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands, 2014, <https://doi.org/10.2118/170952-MS>.

Dugstad, O., 2007. *Well to Well Tracer Tests*, chapter 6, Reservoir Engineering and Petrophysics, Petroleum Engineering Handbook, p. 561.



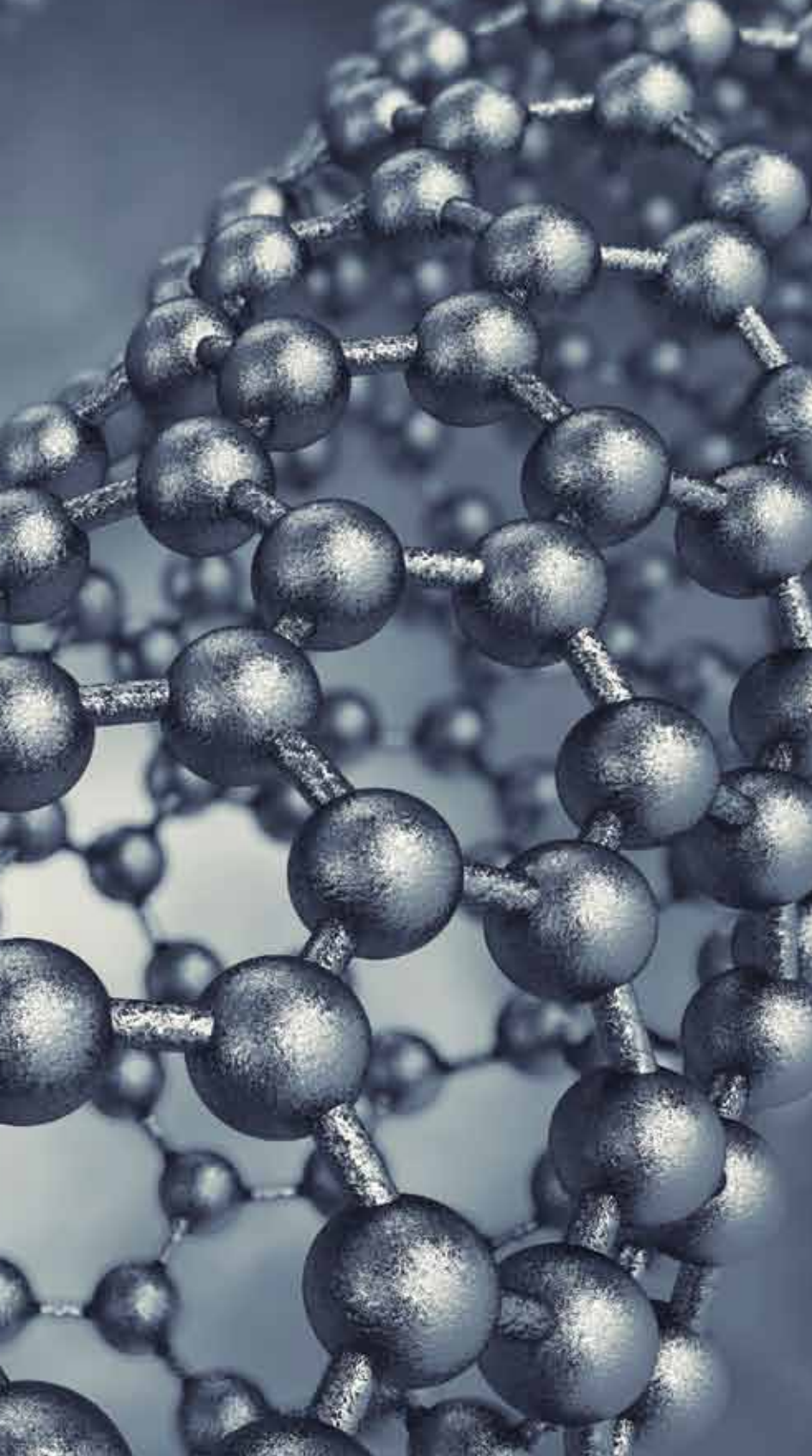
International Bonded Couriers

- 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

“Investigación y desarrollo de nanotecnologías EOR en la Argentina”

Por **Ing. Mariano Clerici** (Consultor de EOR. Universidad de Buenos Aires, Instituto de Ingeniería Biomédica), **Dra. Carol Olmos**, **Ing. Andrea Vaca** e **Ing. Gustavo Rosero** (Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo), **Dr. Maximiliano Pérez** y **Dra. Betiana Lerner** (Universidad de Buenos Aires, Instituto de Ingeniería Biomédica y Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo).



Este trabajo describe el desarrollo de una investigación acerca de la nanotecnología en nuestro país, sobre todo aplicada a la recuperación mejorada de petróleo.

producción de crudo. La búsqueda de estrategias de recobro es uno de los objetivos a los que se apunta en la actualidad que en parte tienen incidencia en el presente y el futuro próximo de la industria petrolera.

Tecnologías en la Argentina

En la actualidad, la Argentina produce cerca de 76,000 m³/d de petróleo, de los cuales alrededor del 40% es aportado por recobro secundario, mediante la inyección de agua. Tan solo el 0,004% de la producción a nivel del país se obtiene por Enhanced Oil Recovery (EOR por su sigla en inglés)¹. Cabe destacar que a pesar de contar con yacimientos maduros con los cuales el corte promedio de agua a nivel país es del 94%, los proyectos de recuperación terciaria son aún escasos (Figura 1).

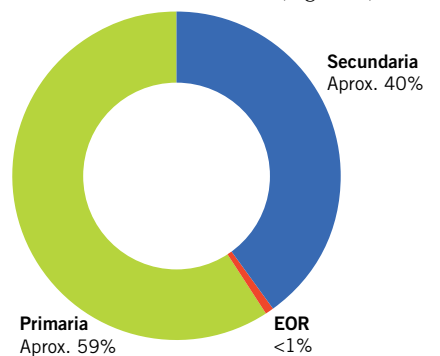


Figura 1. Porcentaje de recuperación de petróleo en Argentina¹.

Aplicación de nanotecnologías

Durante la última década se han desarrollado nanotecnologías para mejorar las eficiencias volumétricas

La industria de los hidrocarburos ha enfrentado, históricamente, muchos desafíos. Uno de ellos es la extracción del crudo de sus yacimientos. Menos del 30 % del crudo puede llegar a la superficie por presión natural o con sistemas de levantamiento artificial y para aumentar

estos resultados la industria ha desarrollado tecnologías como inyección de (i) agua, (ii) aire, (iii) vapor y (iv) microorganismos. Países, como Reino Unido, Canadá, México, Colombia y la Argentina, entre otros, hacen uso de estas tecnologías. Dichas experiencias han permitido aumentar la

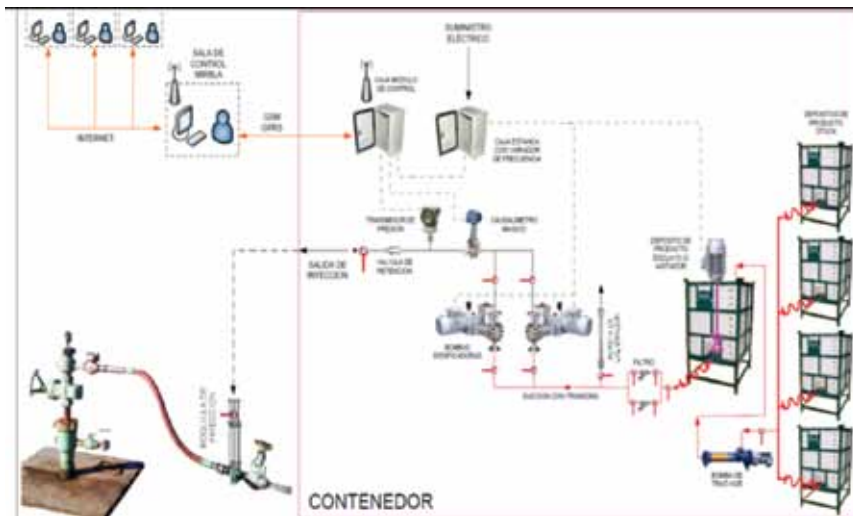


Figura 2. Esquema de instalaciones de campo para dosificación de producto.

de barrido. Una de las tecnologías EOR que se estudian en el país es la inyección de nano-geles. Entre sus características se destaca la extracción de crudo residual atrapado por capilaridad. Esta tecnología novedosa trata de un sistema polimérico entrecruzado (gel pre-formado) que se comercializa como una nanodispersión de una solución acuosa de polímero en un aceite. El polímero entrecruzado se encuentra encapsulado en una fase oleosa y se encuentra estabilizado por la adición de surfactante.

La inyección en campo se hace por dosificación de la emulsión in-

versa en el flujo de agua. Esta aplicación en campo constituye una ventaja competitiva (Figura 2). Además, no requiere instalaciones especiales de preparación, con lo cual su implementación es relativamente sencilla y rápida.

De acuerdo con el fabricante, el producto presenta las siguientes características²:

- El proceso de fabricación (polimerización en emulsión inversa) permite obtener sistemas de tamaño controlado según las necesidades del reservorio a aplicar.
- El producto corresponde a una

nanoemulsión cuyo tamaño varía entre 20 nm y 200 nm, la cual se dispersa en agua fácilmente y alcanza rangos de microgel con un comportamiento bimodal en función del tiempo (Figura 3).

- Las partículas pasan sin dificultad a través de punzados y se difunden en las paredes del pozo (*nearwellbore*).
- El producto está constituido aproximadamente por un 60% de aceite, un 10% surfactantes y un 30% de polímero entrecruzado.
- Son flexibles y se pueden deformar para pasar por canales de menor garganta poral. Esto permite que continúen avanzando a través de las zonas menos permeables.
- La viscosidad de la dispersión es similar a la del agua.
- Al hidratarse totalmente, la partícula no se adhiere a la roca u otra "nano".
- El diseño en tamaño nano se basa en que puedan ingresar en la formación a través de las inmediaciones del pozo. Se espera que los nanogeles en condiciones de reservorio, se expandan hasta un tamaño que podrían bloquear zonas de alta permeabilidad.
- Una vez que el sistema se aloja en los canales de alta permeabilidad, la permeabilidad de estas vías disminuye. Al volver a inyectar agua, ésta se distribuiría y barrería zonas de menor permeabilidad que aún no habían sido contactadas, permitiendo extraer más petróleo y reduciendo el corte de agua.

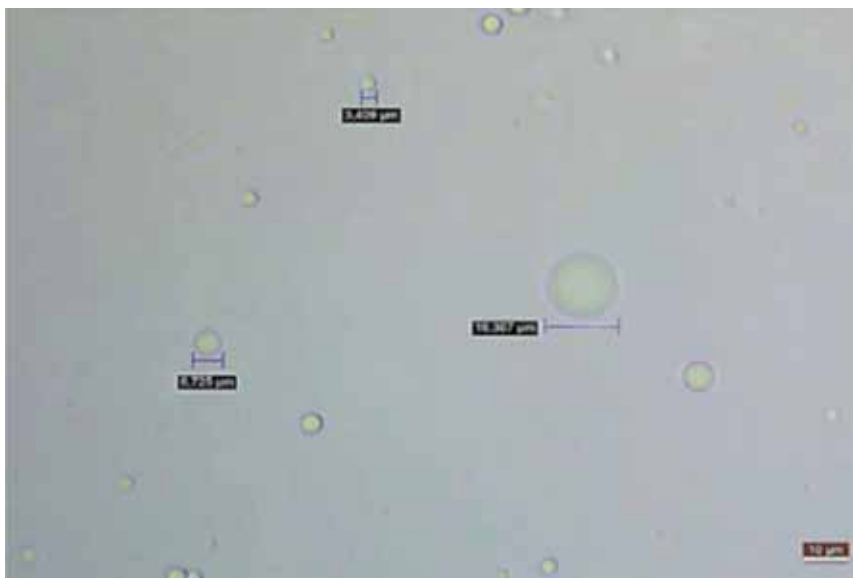
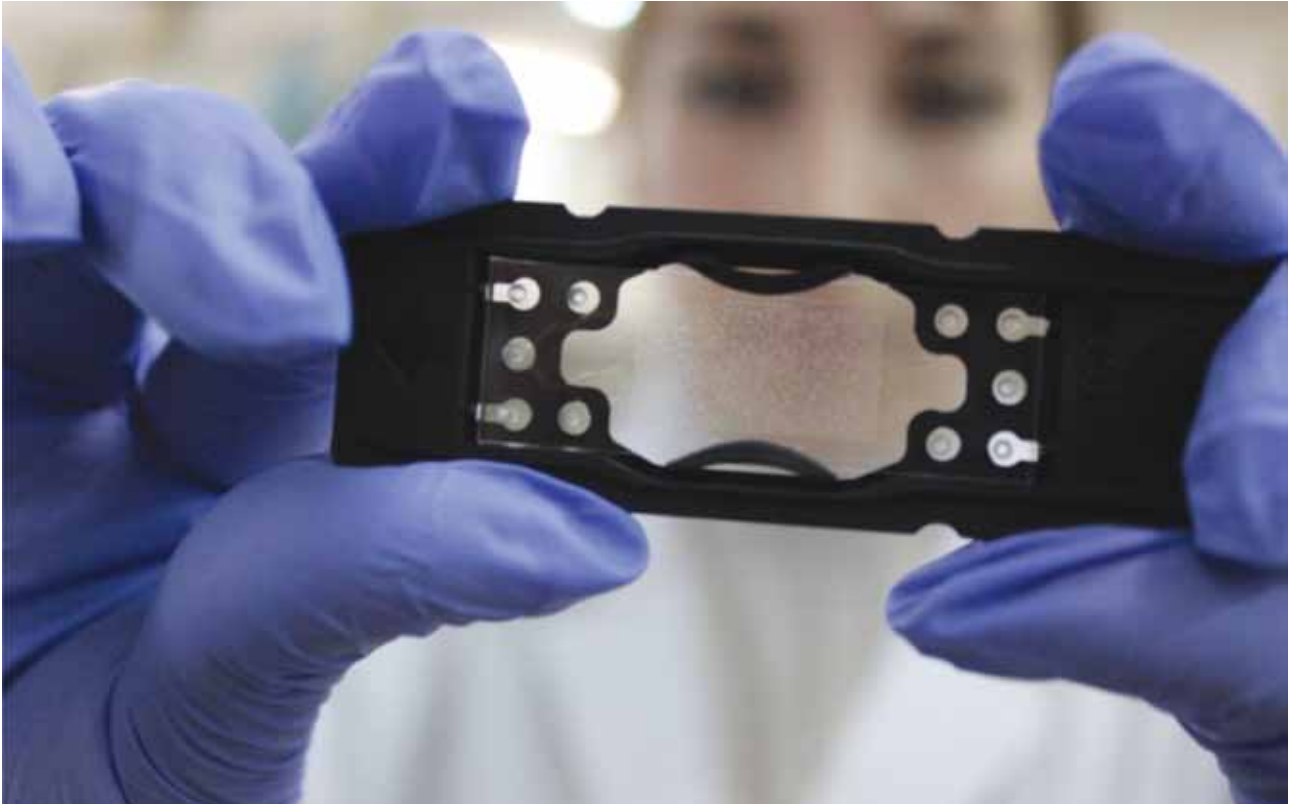


Figura 3. Dispersión del producto en agua sintética de inyección. Tiempo de hidratación: 0 hs., 25 °C.



Figura 4. Núcleo de berea - cara de entrada.



Finalmente, según el fabricante, se deberían movilizar 190 m³ de petróleo por tonelada de producto inyectado (20% volumen poral) dando un valor del 6% y mediciones de hasta el 14% de incremento del factor de recobro de la malla del inyector. Por lo

tanto, el producto tiene la facultad de reducir el Sor (Saturación de petróleo residual).

Actualmente, se encuentra en estudio dichas propiedades de la nanoemulsión bajo las condiciones características de reservorio.

Metodologías para determinar eficiencias EOR

Entre las metodologías que permiten proveer una evaluación completa de los fluidos inyectados previo a la inyección a los reservorios se encuentran estudios mediante celda Hele-Shaw, núcleos de berea, micromodelos sobre plug de corona, entre otros.

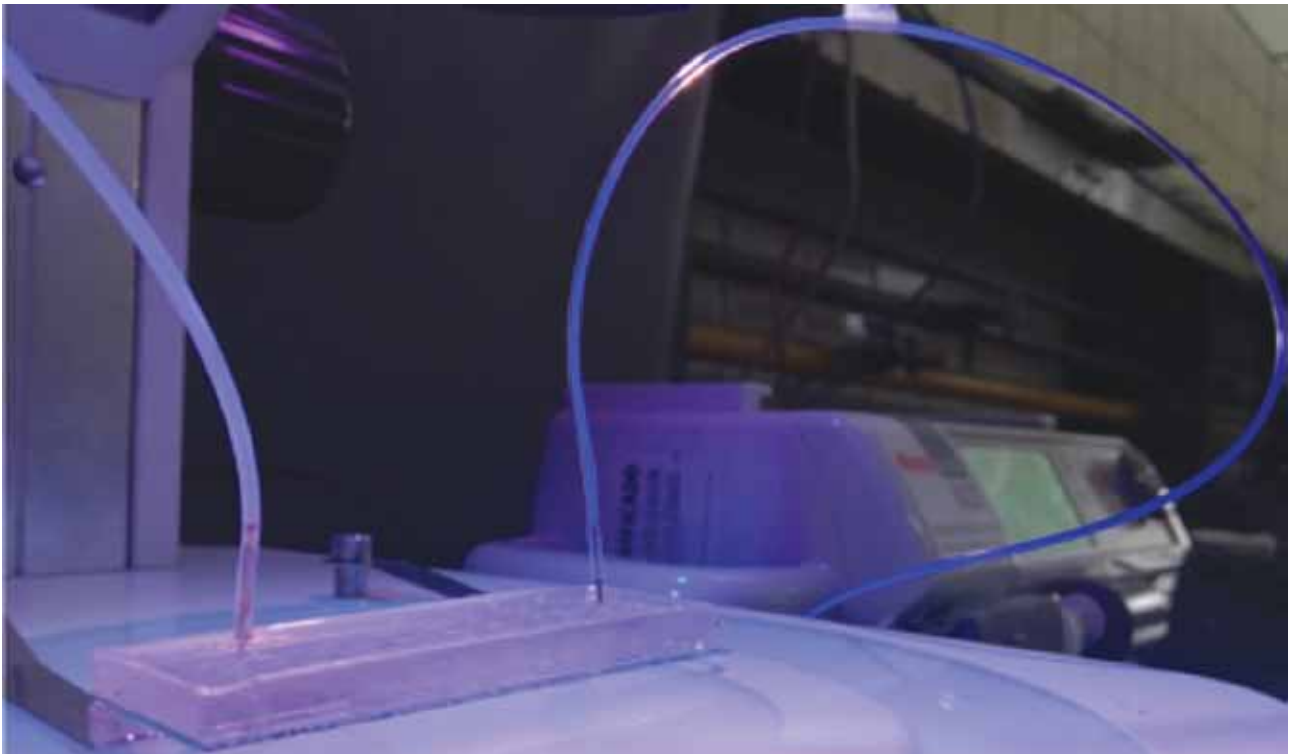
Previamente Masiero *et al.* informaron la eficiencia de inyectividad de nanogeles (dispersión de la emulsión con nanogel en agua)². La evaluación del producto en bereas con permeabilidad entre 100-200 mD reveló que el sistema presenta baja inyectividad, observándose taponamiento en la cara de entrada al medio poroso. En presencia de un surfactante adicional se observa una ligera mejora en el transporte en el medio poroso. Adicionalmente, se ha observado que en ensayos con bereas de mayor permeabilidad desaparece el problema de inyectividad.

Micro-modelo sobre plugs de la corona del yacimiento

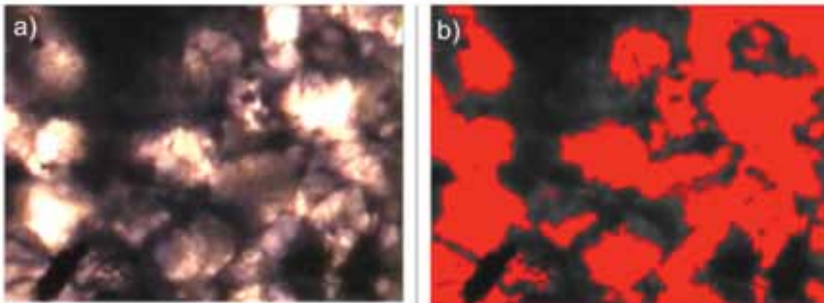
Los ensayos de micro-modelo sobre plugs de corona consisten en la saturación con crudo, luego barrido con



Figura 5. Monitoreo de micromodelo sobre plug de corona.

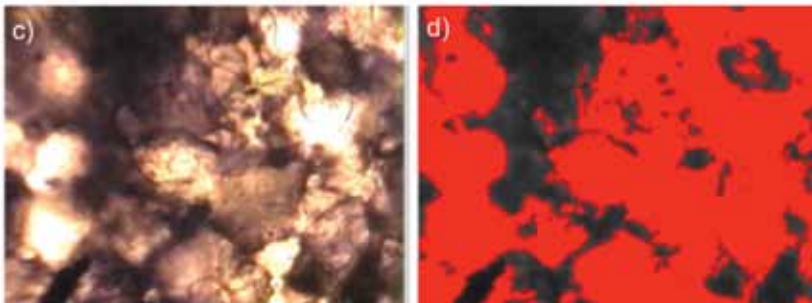


Estado inicial con crudo



Area crudo: 48.8%
Area + arenisca: 51.2%

Posterior a la inyección de nanogeles



Area crudo: 25.8%
Area + arenisca: 74.2%

Figura 6. Imágenes capturadas por el microscopio óptico que permiten ver el avance y los cambios dentro del plug. El área negra es crudo sintético, el área clara es arenisca más agua. a) y c): imagen original; b) y d): imagen procesada.

agua, nano gels y agua nuevamente. Todo el proceso se monitorea con cámaras para luego poder comparar y medir los volúmenes desplazados y el crudo remanente (Figura 5).

Las metodologías previamente indicadas (núcleos de berea, micromodelos sobre plug de corona) presentan retos entre los que se encuentra acceso visual restringido. Por lo cual son necesarias tecnologías nuevas y de avanzada para tener éxito en este campo. A continuación se presenta una metodología alternativa y de las más novedosas en el nivel mundial, sobre todo para el estudio de EOR, es decir la aplicación de la microfluídica, que permite evaluar la eficiencia de recuperación de productos químicos que se están desarrollando o que se encuentran en el mercado, lo que permite hacer importante cantidad de ensayos simultáneamente en iguales condiciones, con diferentes productos y tecnologías.

Aplicación de la microfluídica en estudios de EOR

El número de investigaciones en el área de microfluídica ha crecido entre 2000 y 2012 se ha visto un aumento

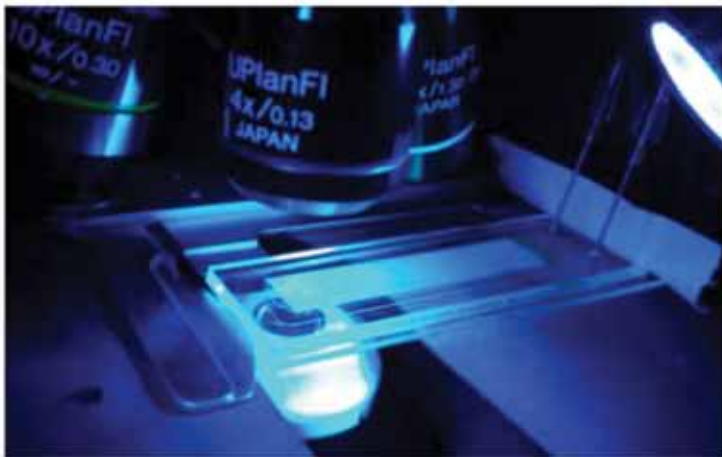


Figura 7. Visualización de fluidos dentro de microdispositivo.

significativo de publicaciones en revistas multidisciplinarias, ingeniería, biología y medicina. Este crecimiento es un indicador del enorme potencial de la microfluídica en diferentes áreas.

La EOR comprende varias técnicas para aumentar la cantidad de crudo que se puede extraer de un reservorio. Los experimentos de core floods son el estándar actual de la industria para evaluar tanto el efecto de la inyección de fluidos como la mejora de la recuperación de petróleo. Las pruebas de core floods requieren parámetros de entrada críticos para diseñar pruebas piloto y aplicaciones EOR de escala de campo. Entre los desafíos que afronta estas pruebas se encuentran la escasez de material de corona de yacimiento, la baja replicación de los resultados principales, la duración (tiempos largos de ensayos), los altos costos de los experimentos y el acceso

visual restringido. En particular, los dispositivos de microfluídica aborda los problemas mencionados, ya que es posible integrar varias operaciones

de laboratorio, como la inyección de muestras y reactivos, el mezclado, la incubación, la reacción, la separación, la detección, el aislamiento, etc. Estos dispositivos se identifican como lab-on-a-chip (LOC)^{3,4} (Figura 7).

La tecnología de lab-on-a-chip es ideal para estudiar la recuperación asistida de petróleo, ya que se puede simular medios porosos con diseños personalizados incluyendo poros, canales y la interconexión de diferentes zonas con distintas permeabilidades que se reproducen con precisión. Otras ventajas que ofrecen los micro-modelos son las siguientes:

- Materiales de fabricación costo-eficientes.
- Reproducibles.
- Requieren solo pequeña cantidad de volumen de fluidos.
- Permiten un acceso visual al proceso de desplazamiento que per-

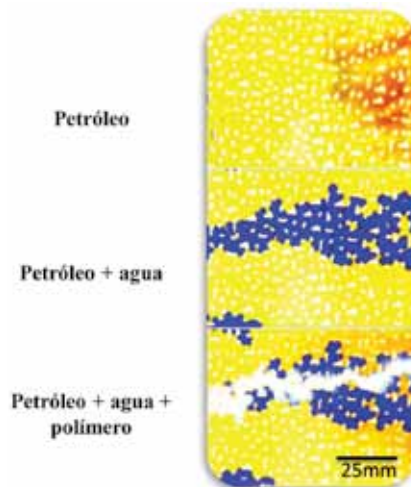


Figura 8. Desplazamiento de petróleo con fluidos.



IPH[®]

CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com



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

Crosby[®] Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

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

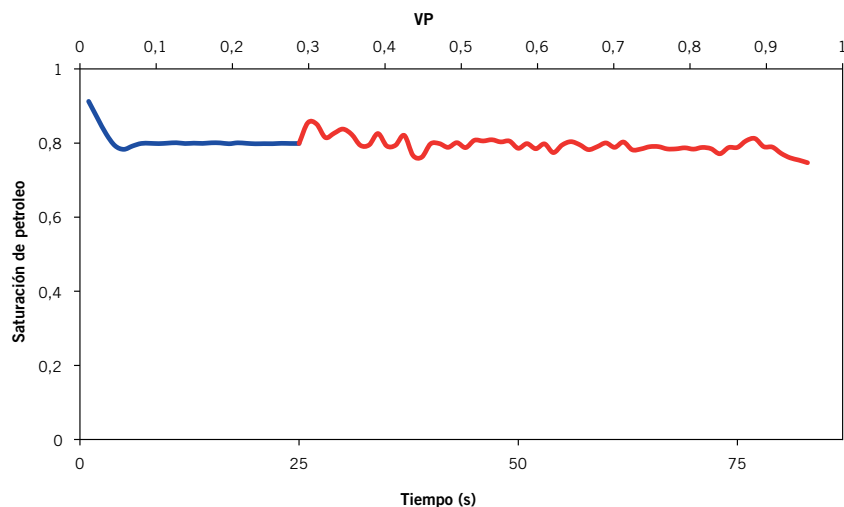


Figura 9. Eficiencia de recuperación: factor de saturación medida durante la inyección de agua y subsecuente inyección de polímero en el microdispositivo.

mite obtener una mayor descripción del proceso.

- Permiten control de la mojabilidad.
- Permiten un proceso de *screening* EOR costo-eficiente.
- No requieren material físico de *core*.

Los *lab-on-a-chip* proporciona capacidades incomparables para entender el proceso EOR, no solo respecto al factor de recuperación, sino también la visualización a escala de poros, mecanismos de captura y movilización de fluidos⁴.

Inyección de fluidos

La figura 8 muestra una subsección de un micromodelo que presenta propiedades de porosidad y permeabilidad de un determinado reservorio en donde se observa el desplazamiento de fluidos. La fase oleosa (amarillo) es desplazada por agua salina (azul), subsecuentemente se inyecta polímero en baja concentración.

Adicionalmente, mediante esta metodología es posible simular condiciones de reservorio, condiciones de temperatura, presión y salinidad del medio, entre otros. Por otro lado, se usan varios algoritmos de análisis de imagen que permiten evaluar los experimentos. Los análisis incluyen:

- Distribuciones de saturación de fase.
- Factor de recuperación frente al tiempo o inyección de VP.
- Tamaño y extensión de las zonas de mezcla.
- Lineamientos y rastreo de partículas.
- Procesos de flooding y control de movilidad.

Como resultado de los experimentos de inyección se pueden obtener gráficos de eficiencia de recuperación como se indica en la figura 9.

En resumen, el uso de dispositivos de microfluídica permite un análisis eficiente de los procesos de recuperación mejorada que requiere volúmenes pequeños de fluidos reduciendo sustancialmente el tiempo y el número de ensayos. Además, es posible el acceso visual al proceso de desplazamiento permitiendo una descripción del proceso más detallada. También se puede producir una cantidad ilimitada de chips con la misma red de poros. Es de destacar que los micromodelos se generan sobre la base de imágenes de red de poros, por eso esta tecnología se puede aplicar incluso si el material del núcleo físico no está disponible.

Recientemente, el grupo de investigación del Dr. Maximiliano Pérez (*eorscreeningchips.com*) realizó ensayos de eficiencia EOR por medio de micromodelos. Además de hacer investigación básica, el grupo ofrece servicios a empresas petroleras que consisten en el estudio del comportamiento de los diferentes compuestos EOR, como polímeros, nanopartículas o microgeles, entre otros, en configuraciones y diseños de microchips específicamente realizados para que se adapten al pozo en estudio. De esta manera, se ofrecen servicios personalizados que se adaptan a las características de los reservorios. El grupo ha trabajado en desarrollos con la empresa YPF, INLAB y el Instituto Francés del Petróleo (IFP).

Conclusiones

La exploración y la producción de crudo ha llegado a áreas desafiantes que requieren diferentes enfoques interdisciplinarios que promuevan diversas actividades para incrementar la producción de petróleo. Algunas de las más importantes y novedosas, son las relacionadas con la recuperación mejorada: IOR - Recuperación Avanzada de Hidrocarburos o Improved Oil Recovery, por su sigla en inglés) y EOR. El avance de estas tecnologías es considerable, se ha logrado hacer productos resistentes a altas temperatura de reservorio y alta salinidad, etc. Si bien la Argentina ha avanzado en el estudio de estas tecnologías logrando el mismo nivel de investigación que los países más desarrollados del mundo, aún falta llevar estas tecnologías al reservorio. Las metodologías de aplicación de nanotecnologías, tanto en campo (inyección de fluidos en reservorios) como en el ámbito de laboratorio (evaluación de eficiencias de compuestos EOR), representan justificaciones excelentes para promover iniciativas en el nivel nacional donde estén involucrados los esfuerzos del Gobierno, academia e industria. Uno de los principales retos a los que se enfrenta la Argentina es la apertura a estas nuevas tecnologías, las que han medido factores de recobro incremental de hasta un 14% abriendo de esta forma un enorme potencial en los campos maduros. ■

Bibliografía

- (1) www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299
- (2) Masiero, D. M. A.; Hernández, M.; Vega, I.; Lucero, A.; Peltier, J.; Juri, J.; Clérici, M. *Swellable Nanogels Injection Pilot in Mendoza Norte, Argentina*. OnePetro 2017.
- (3) Sackmann, E. K.; Fulton, A. L.; Beebe, D. J. *The Present and Future Role of Microfluidics in Biomedical Research*. *Nature* 2014, 507, 181-189.
- (4) Lifton, V. A. *Microfluidics: An Enabling Screening Technology for Enhanced Oil Recovery (EOR)*. *Lab on a Chip* 2016, 16, 1777-1796.

Agradecimientos

Fotografía: Pamela Schreiber y Andrea Layedra.



INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

Tratamiento de residuos especiales de exploración y extracción de hidrocarburos.



TREATER
INNOVACIÓN EN SOLUCIONES AMBIENTALES

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

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

www.treater.com.ar



Gestión de integridad en cruces encamisados de gasoductos de transmisión

Por **Ing. Qco. Eduardo J. Carzoglio** (Transportadora de Gas del Norte S.A.)

Este artículo presenta la experiencia de TGN en la gestión de la integridad de los cruces encamisados. Se analiza de qué manera inicialmente, trabajando de manera reactiva, la empresa pudo intervenir donde hubo defectos severos dentro de las camisas. También se muestran datos obtenidos en posteriores pruebas de herramientas de inspección interna donde es posible ver cómo se ha detenido en forma permanente el crecimiento de defectos.

Este trabajo fue seleccionado en el 3^{er} Congreso Latinoamericano y del Caribe de Integridad del IAPG (2017).

Tradicionalmente cuando los ductos que transportan líquidos o gases cruzaban vías ferroviarias o rutas de tránsito importantes las reglas del arte aconsejaban instalar cruces encamisados. En toda la longitud del cruce se instalaba primero un caño de diámetro mayor al del ducto y luego se insertaba el ducto. Para evitar el contacto entre el ducto y el caño camisa se instalaban centradores de material aislante y para evitar el ingreso de agua o el propio suelo se instalaban sellos en ambos extremos del cruce. Afortunadamente en nuestro país actualmente solo es obligatorio instalar cruces encamisados en los cruces ferroviarios. Los cruces de camino se pueden resolver instalando



caños de mayor espesor.

Desde el punto de vista de la integridad de los ductos de transmisión, la presencia de cruces encamisados plantea un incremento del riesgo por cuanto sobre el ducto en el interior de caño camisa no actúa la protección catódica y, por lo tanto, pueden desarrollarse procesos de corrosión sobre el ducto en la medida que ingrese agua o suelo al interior del caño camisa. Desgraciadamente no resulta sencillo establecer cuando ocurre; es común en la medida que los ductos acumulan años de operación.

TGN opera un sistema de gasoductos de transmisión de gas natural en alta presión de 9155 km de extensión en la Argentina, Chile, Uruguay y Brasil. Opera ductos instalados desde 1960 hasta la actualidad de 6" a 30" de diámetro, revestidos con esmalte asfáltico, cintas plásticas, resinas epoxi y polietileno tricapa.

Dentro de este sistema de gasoductos existen 409 cruces encamisados. La mayoría de los caños camisa están revestidos exteriormente con el mismo tipo de revestimiento que el gasoducto sobre el que está instalado.

Situación inicial

El Programa de Gestión de Integridad de TGN en lo que respecta a la prevención de la corrosión externa de los gasoductos se basa en la aplicación de revestimiento y protección catódica a todas las cañerías enterradas. Dentro de los cruces con caño camisa el gasoducto se encuentra revestido pero no enterrado sino rodeado de aire. Por lo tanto la protección catódica no puede actuar.

Para que se desarrollen procesos de corrosión externa sobre los ductos dentro de los caños camisa se debe producir primero una falla sobre el revestimiento que exponga la superficie al medio ambiente. Esta falla suele producirse muchas veces en el momento de la instalación al introducir el ducto dentro del caño camisa, y otras veces por el simple envejecimiento del revestimiento.

Una vez producida la falla, se puede desarrollar un proceso de corrosión atmosférica en los casos donde normalmente son altas la humedad relativa ambiente y la temperatura exterior, pues en el interior del caño ca-

misa, la temperatura suele ser menor y, por lo tanto, se condensa humedad sobre las paredes internas del caño camisa y el ducto. Esto puede ocurrir en zonas como Tartagal, Embarcación, Orán, Gral. Güemes, Tucumán, Rosario y Santa Fe. Este proceso se acelera si en el aire hay contaminantes propios de atmósferas industriales.

Otro mecanismo de corrosión ocurre cuando ingresa agua y/o barro al interior del caño camisa. Esto es muy común en ductos de 16" o más de diámetro que operan a alta presión. Los sellos instalados en los extremos del caño camisa, en la medida que envejecen, no pueden mantener la estanqueidad, debido a las dilataciones y las contracciones en la cañería que se producen por variaciones en la presión de operación. En estas condiciones, el espacio anular se llena de agua y barro, pudiéndose producir procesos de corrosión galvánica por aereación diferencial y también por corrosión influida por acción de bacterias (MIC).

En TGN, para controlar el desarrollo de focos puntuales de corrosión externa o interna periódicamente se

Diámetro	pulgada	6	8	10	12	16	18	20	22	24	30	Total
Longitud	m	15.743	11.568	16.734	248.528	1.046.979	135.666	933.083	192.011	3.058.860	3.496.140	9.155.312
% Longitud	%	0,2	0,1	0,2	2,7	11,4	1,5	10,2	2,1	33,4	38,2	100,0
Caños camisa	N°	3	1	1	11	73	8	0	32	163	117	409
% Caños camisa	%	0,7	0,2	0,2	2,7	17,9	2,0	0,0	7,9	39,6	28,7	100,0

Tabla 1. Caños camisa en el sistema de transporte de TGN.

Diámetro	pulgada	6	8	10	12	16	18	20	22	24	30	Total
Esmalte asfáltico aplicado sobre la zanja	Nº								32	75		107
Esmalte asfáltico aplicado en planta de revestimiento	Nº	3			5	58				23	57	146
Cinta plástica aplicada sobre la zanja	Nº						8				48	56
FBE	Nº									6		6
Epoxi bituminoso	Nº									3		3
Polietileno tricapa	Nº		1	1	6	15				56	12	91

Tabla 2. Revestimiento de los ductos en el interior de los caños camisa.

Diámetro	pulgada	6	8	10	12	16	18	20	22	24	30	Total
Esmalte asfáltico aplicado sobre la zanja	Nº								3	23		26
Esmalte asfáltico aplicado en planta de revestimiento	Nº					16				6	17	39
Cinta plástica aplicada sobre la zanja	Nº						3				11	14
FBE	Nº									3		3
Epoxi bituminoso	Nº											0
Polietileno tricapa	Nº			1	1							2

Tabla 3. Caños camisa dentro de los que se ha detectado corrosión externa con herramientas de inspección interna con tecnología MFL de alta resolución.

efectúan inspecciones de los ductos utilizando herramientas de inspección interna. Sobre los 9155 km del sistema de gasoductos, solo 51 km, el 0,56% del total, no pueden ser inspeccionados en la actualidad con estas herramientas.

Tanto las herramientas que utilizan ultrasonido (tecnología UT) como las que utilizan saturación del campo magnético (tecnología MFL) pueden identificar procesos de corrosión en la pared interna o externa de los ductos que produzcan pérdidas de volumen sensibles. Por lo tanto, los procesos de corrosión que se desarrollen en la superficie exterior del ducto dentro de un caño camisa son detectados e informados de la misma manera que son informados los que ocurren en el ducto en contacto con el suelo.

Las herramientas de inspección interna también detectan con relativa facilidad el inicio y fin de los caños camisa, por lo que es posible identificar cruces encamisados donde se estén desarrollando procesos de corrosión externa.

En la tabla 1 se encuentran los diámetros, longitudes de gasoducto y cantidad de caños camisa para cada diámetro de los gasoductos que componen el sistema de transporte operado por TGN.

Los gasoductos operados por TGN no solo tienen diferentes diámetros, sino que también tienen distinta antigüedad y distinto revestimiento.

El gasoducto más antiguo es el Troncal Norte. Fue construido en 1960. Tiene 1150 km de diámetro 24" y 192 km de diámetro 22". Fue reves-

tido con esmalte asfáltico aplicado sobre la zanja; la superficie se limpió con cepillos mecánicos. Tiene 75 caños camisa donde el diámetro es 24" y 32 caños camisa donde el diámetro es 22". La mayor proporción de los caños camisa del sistema, 107 caños camisa, un 26,2% del total.

Luego, existen varios gasoductos construidos entre 1970 y 1981 que también están revestidos con esmalte asfáltico pero aplicado en planta de revestimiento, donde la superficie exterior fue limpiada mediante granallado o arenado. Los caños camisa con este revestimiento representan el 35,9% del total.

En 1981 se construyó el Gasoducto San Jerónimo-Gral. Rodríguez. Fue revestido con cintas plásticas aplicadas sobre la zanja; la superficie también fue limpiada con cepillos mecánicos. Tiene 56 caños camisa, el 13,8% del total.

El resto, 100 caños camisa están revestidos con revestimientos de base epoxi u polietileno tricapa. En la tabla 2 se indica el diámetro, el revestimiento y la cantidad de cada tipo de caño camisa.

Solo los 10 caños camisa (que tienen fondo gris en la tabla 2) se encuentran en gasoductos que no pueden ser examinados con herramientas de inspección interna.

Como resultado de las inspecciones internas con tecnología MFL de alta resolución que se realizan en promedio cada cinco años desde 1993, cuando TGN comenzó a operar el sistema de gasoductos o a partir de los cinco años de la construcción de los gasoductos más nuevos, se ha detecta-

do la presencia de procesos de corrosión en 84 caños camisa, en el 20,5% del total de caños camisa. En la tabla 3 se puede observar su distribución en función del revestimiento del gasoducto y su diámetro.

Se observa que, para los caños camisa cuyos ductos se encuentran revestidos con esmalte asfáltico y cinta plástica, prácticamente uno de cada cuatro ha desarrollado proceso de corrosión (un 24,3%, un 26,7% y un 25%, respectivamente).

También es de destacar que la mayor proporción de caños camisa con defectos corresponde a los caños camisa revestidos con esmalte asfáltico en planta de revestimiento. Este tipo de revestimiento lo tienen el 35,7% de los 409 caños camisa pero representan el 46,4% de los caños camisa con defectos detectados. Existen muchos casos donde se encuentran cruces paralelos de gasoductos con esmalte asfáltico aplicado en la zanja en el año 1960 y con esmalte asfáltico aplicado en planta de revestimiento en 1981 y se encuentren procesos de corrosión en los segundos.

Cuando en 2000 se comenzó a elaborar el Programa de Gestión de Integridad de Gasoductos de Transporte en Alta Presión, se detectó que existía un cruce de camino encamisado con un defecto en su interior de dimensiones inadmisibles para los parámetros de seguridad de TGN. Tres años antes había ocurrido lo mismo en otro cruce encamisado. En ambos casos debió efectuarse un nuevo cruce.

Al analizar las distintas opciones disponibles para gestionar la corro-



Fotos 1 y 2. Verificación de circulación de aire y eliminación del agua en el interior del caño camisa.

sión en el interior de los cruces con caño camisa, se decidió aplicar la metodología que utilizaba el operador técnico extranjero de TGN en su país.

La metodología consiste básicamente en analizar la existencia de defectos informados en el interior de los cruces encamisados tras el pasaje de herramientas de inspección interna.

Cuando utiliza herramientas de inspección interna TGN solicita que le sean informados defectos internos o externos cuya pérdida de espesor sea igual o superior al 10% del espesor nominal del tubo. La pérdida de espesor no es el único parámetro que se tiene en cuenta para establecer la severidad de un defecto. También se considera la presión de falla de cada defecto. Para la gestión de integridad de los ductos dentro de los cruces encamisados se consideró que bastaría que fuera informado un defecto con pérdida de espesor igual o superior al 10 % para que ese cruce encamisado

do fuera incorporado a un programa anual de llenado de su espacio anular con material inerte, cera microcristalina. En posteriores inspecciones internas se controlaría la evolución de los defectos detectados originariamente.

Se considera que una vez que se ha detectado la presencia del proceso corrosivo en el interior de un caño camisa, ese proceso ya no se detendría. Podrá avanzar con mayor o menor velocidad, pero no se detendrá. Ante la incertidumbre de la velocidad del proceso, la posición más conservadora es incluir el caño camisa dentro del programa de mitigación.

Proceso de llenado del espacio anular en los caños camisa

La operación de llenado tiene varios pasos. El primer paso consis-

te en verificar que los venteos no se encuentren obturados, ya que resulta más sencillo realizar la operación de llenado del espacio anular utilizando los venteos existentes. Esto se efectúa inyectando aire a presión con un gran caudal por un venteo y observando que el aire salga por el otro venteo. En general, los caños camisa se encuentran con una gran cantidad de agua en su interior por lo que si se inyecta el aire por el venteo soldado en la parte superior del caño camisa se obligará al agua a salir por el venteo soldado en la parte inferior. Se arrastrará también gran cantidad del barro que se encuentre en el interior del caño camisa (Fotos 1 y 2).

Una vez que se verificó la circulación del aire y se eliminó el agua del interior del caño camisa, se realiza una prueba de estanqueidad del conjunto de caño camisa y venteos. La prueba se efectúa presurizando el conjunto a 5 psi y verificando que, al menos, el



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



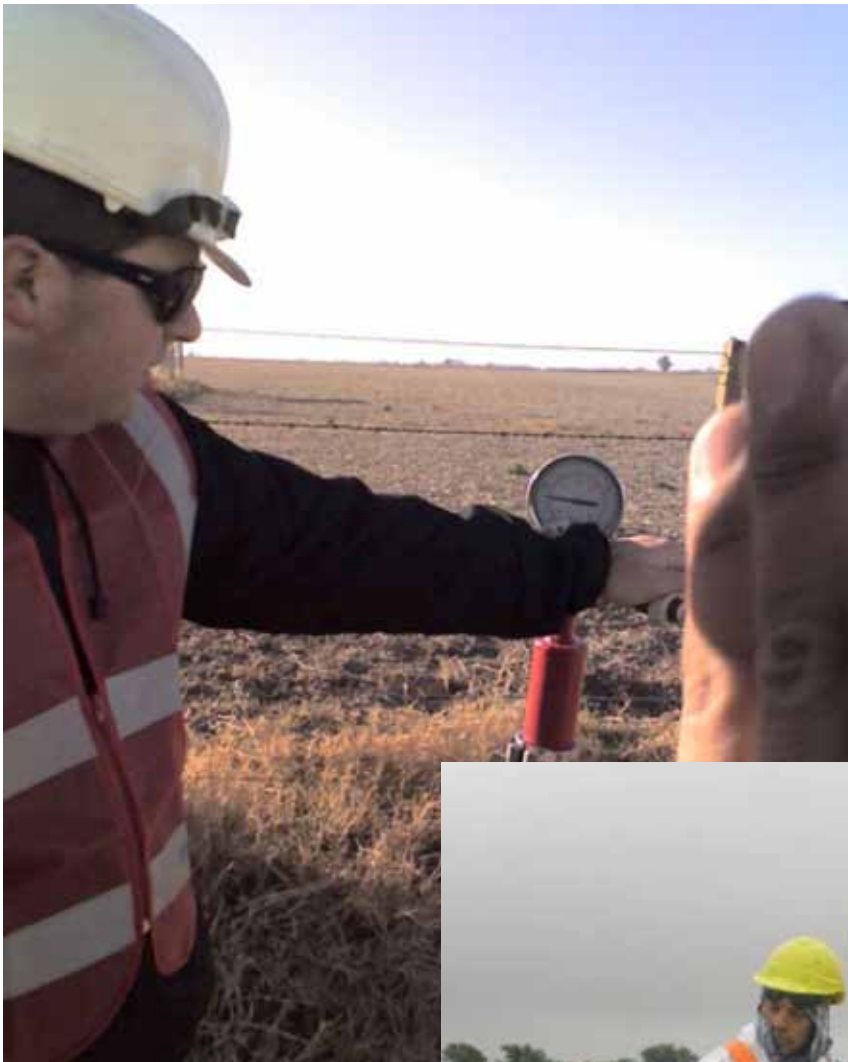


Foto 3. Prueba de estanqueidad del caño camisa y venteos.

80% de la presión alcanzada se mantenga durante 15 minutos. El objeto de esta prueba es comprobar que el conjunto del caño camisa y venteos se encuentren estancos para que al inyectar la cera microcristalina caliente no escurra hacia el suelo (Foto 3).

Si no existe estanqueidad deberá investigarse la condición de los sellos ubicados en los extremos del caño camisa. Para ello, deberán descubrirse ambos extremos del caño camisa y reparar o reemplazar los sellos. Con el fin de efectuar esta operación, en general, es necesario realizar excavaciones de más de tres metros de profundidad al costado de las vías o rutas. Deben aplicarse las medidas de seguridad en el trabajo adecuadas a la profundidad de la excavación y al tránsito en la ruta.

Una vez reemplazados o reparados los sellos, se debe realizar nuevamente la prueba de estanqueidad. A veces se encuentra que hay perforaciones por corrosión en los venteos o incluso en el mismo caño camisa. Se las debe encontrar y reparar.

Establecida la estanqueidad, se procede al llenado con cera microcristalina caliente. Previamente se debe haber calculado el volumen a inyectar. Al inicio de la operación de llenado, se debe disponer en el área de trabajo de la totalidad de la cera microcristalina calculada más una reserva de un 30%. Se comienza vertiendo por los venteos un inhibidor de corrosión y bactericida en una proporción del 0,5% del volumen por llenar calculado (Foto 4).

Luego se continúa con la inyección de la cera microcristalina caliente, utilizando el venteo conectado en la parte superior del caño camisa. Se debe



Foto 4. Vertido del líquido inhibidor de corrosión y bactericida.



Foto 5. Inyección de la cera microcristalina.

utilizar una bomba de desplazamiento positivo, controlando que la cera fluya ininterrumpidamente hacia el interior del caño camisa, que la presión en la línea de inyección no aumente y el volumen inyectado (Foto 5).

La inyección finaliza cuando la cera comienza a fluir por el venteo opuesto (Foto 6). El llenado debe realizarse lentamente, de forma que la turbulencia en el interior del caño camisa sea mínima y así evitar la formación de bolsones de aire. Comparando el volumen inyectado en el momento que comienza a fluir la cera con el volumen calculado permite conocer si el caño camisa se ha llenado completamente o hay bolsones de aire.

Análisis de la condición inicial

En 2002 comenzó a elaborarse el programa de caños camisa. En ese momento existían 32 cruces encamisados con defectos detectados en su interior. Un cruce ya tenía programada su eliminación mediante la construcción de un nuevo cruce. Además, existía espacio para construir una variante. En función de la condición operativa de los gasoductos no se dis-



Foto 6. Etapa final del llenado con cera microcristalina.

Pérdida de espesor	Año	Caños 10 a 19% camisa	20 a 29%	30 a 39%	40 a 49%	50 a 59%	60 a 69%	70 a 79%	80 a 89%	> 90%	Total	
Cantidad de defectos	2002	32	63	25	9	4	2	1	1	0	0	105
	2016	84	217	37	9	5	2	1	1	0	0	272
	Aumento	52	154	12	0	1	0	0	0	0	0	167

Tabla 4. Severidad de los defectos detectados en gasoductos en el interior de caños camisa.

ponía del tiempo que insumiría retirar el ducto existente del interior de caño camisa e instalar un nuevo ducto en su interior.

La cantidad de defectos de los 32 caños camisa y su severidad se puede ver en la tabla 4. Había defectos de hasta un 72% de pérdida de espesor, aunque el 60% era inferior al 20%. La cantidad promedio de defectos era 3,3 por caño camisa. Entre 2002 y 2016 la cantidad acumulada de caños camisa con defectos detectados aumentó a 84. La cantidad de defectos en los nuevos caños camisa fue de 167, con pérdida de espesor de hasta un 41%. En este caso, el 91% de los defectos fue inferior al 20% de pérdida de espesor. Solo uno alcanzó el 41%. El promedio fue de 3,2 defectos por caño camisa.

Se puede observar que el promedio de defectos por caño camisa es prácticamente el mismo en ambos grupos. La severidad es mayor en el primer grupo. Consideramos que se debe a que el grupo inicial estaba formado por caños camisa donde el proceso de corrosión llevaba mucho más de cinco años desde su inicio hasta que fue detectado. En cambio, en el segundo grupo, los defectos en general no llevaban más de cinco años desde que superaron la pérdida de espesor del 10% y fueron detectados.

La cantidad inicial de defectos detectados en gasoductos en el interior de caños camisa se detalla en la tabla 5. En el 85,8% de los casos la cantidad inicial no supera los cinco defectos.

El programa consideró que en cinco años se mitigarían los procesos corrosivos en los 31 cruces encamisados restantes. Se efectuó un análisis de riesgo para priorizar los cruces que se tratarán en función de trabajar primero en los de mayor riesgo asociado. Para la primera campaña, efectuada

en 2004, se seleccionaron tres cruces en las cercanías de la ciudad de Rosario. Ubicados en un segmento de 11 km de gasoducto; dos sobre rutas nacionales y el restante en el cruce de una doble vía ferroviaria de acceso al puerto de Rosario. En este cruce, en 1996 la herramienta de inspección interna había detectado 7 defectos con pérdida de espesor entre un 13% y un 62%. En 2001 la herramienta de otra empresa detectó esos mismos defectos con pérdida de espesor interno entre un 17% y un 57%. En el segundo cruce con caño camisa, en 1996 se habían detectado 6 defectos con pérdida de espesor interno entre un 14% y un 40%. En 2001 esos mismos defectos fueron informados con pérdida de espesor interno entre un 10% y un 46%. En el tercer cruce con caño camisa, en 1996 se habían detectado 4 defectos con pérdida de espesor interno entre un 13% y un 19%. En 2001 esos mismos defectos fueron informados con pérdida de espesor interno entre un 12% y un 25%. En los tres cruces en 2001 se informó la presencia de nuevos defectos no informados en 1996, aunque de menor severidad.

En los años siguientes se realizaron nuevas campañas de mitigación que, junto con las campañas de inspección interna, se pudieron detectar otros cruces con caños camisa con defectos en su interior que se incorporaron al programa. Hasta 2016 se detectaron defectos en el interior de 84 caños camisa. El detalle se encuentra en la tabla 3. La cantidad de caños camisa cuyos espacios anulares han sido llenados con cera microcristalina es 78.

Resultados obtenidos

Hasta 2010 el Programa de Gestión de Integridad de los gasoductos

operados por TGN establecía efectuar cada cinco años la inspección interna de cada tramo de gasoducto y, en el caso de los tramos nuevos, al quinto año de funcionamiento. Por lo tanto entre uno y cinco años después de haber llenado con cera microcristalina un caño camisa se contaba con nueva información acerca de las dimensiones de los defectos existentes.

Para diciembre de 2016 existían 53 caños camisa en los que se había realizado una primera inspección interna luego del llenado con cera microcristalina. En 32 de estos se había efectuado una segunda inspección y en solo tres casos se había realizado una tercera inspección. Había 25 caños camisas en los cuales todavía no se había realizado una inspección interna luego del llenado.

La información entregada por las herramientas de inspección interna debe ser utilizada teniendo en cuenta que su exactitud para identificar y dimensionar pérdidas de espesor (en general denominadas como defectos) sobre la pared de los ductos depende del tipo de herramienta utilizada, de su límite de detección, de la calidad del software utilizado y de la competencia y experiencia de quienes elaboraron el informe. Para herramientas con tecnología MFL de alta resolución se asume que la pérdida de espesor informada tiene un error menor a $\pm 10\%$. En este caso se ha trabajado con informes de inspecciones internas elaborados a lo largo de casi 20 años por cuatro compañías diferentes.

Al analizar sistemáticamente la información obtenida en la primera inspección interna posterior al llenado con cera microcristalina y compararla con la inspección anterior, observamos que había 228 defectos informados. En 88 casos la pérdida de espesor fue inferior a la informada en

Cantidad de defectos	1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	16	17	22	26	Total
Cantidad de caños camisa	49	12	3	4	4	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	84
% del total	58,3	14,3	3,6	4,8	4,8	1,2	3,6	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	100,0

Tabla 5. Cantidad inicial de defectos detectados en gasoductos en el interior de caños camisa.

Inspección interna	Caños camisa	Defectos con pérdida de espesor						Respecto a
		Menor	Igual	Mayor ≤ 5%	Mayor 6 a 10%	Mayor 11 a 20%	Mayor > 20%	
Primera	53	88	38	68	17	14	3	Inspección anterior a llenado
Segunda	32	93	34	35	9	3	1	Primera inspección
Tercera	3	4	10	0	0	0	0	posterior al llenado

Tabla 6. Evolución de los defectos detectados en inspecciones sucesivas dentro de caños camisa llenado con cera microcristalina.

la inspección anterior, en 38 casos no hubo variación y en 102 casos hubo un aumento de la pérdida de espesor.

El tiempo transcurrido entre la primera inspección, el llenado con cera microcristalina y una nueva inspección, la primera luego del llenado, es muy variable. Por lo tanto, no se puede obtener una conclusión.

En 32 caños camisa había una segunda inspección interna posterior al llenado. En estos casos el caño camisa permaneció con el espacio anular ocupado con cera microcristalina todo el tiempo entre inspecciones. Si se compara la pérdida de espesor informada en la segunda inspección respecto de la primera para un mismo defecto se observa que había 175 defectos. En 93 caños la pérdida de espesor informada fue menor; en 34, igual y, en 48, mayor.

En tres caños camisa había una tercera inspección posterior al llenado. De los 14 defectos informados, en cuatro la pérdida de espesor informada fue menor que en la anterior inspección y en 10 no hubo variación. No hubo defectos informados con mayor pérdida de espesor. En la tabla 6 se muestran los resultados.

En la misma tabla los defectos con pérdida de espesor informada mayor que en la inspección anterior se encuentran divididos en cuatro categorías en función de la variación medida. Para el caso de la segunda inspección sobre 48 defectos mayores, 35 (un 72,9%) han aumentado a lo sumo un 5%, 9 (el 18,8%) entre un 6% y un 10%, 3 (el 6,3%) entre un 11% y un 20% y solo uno más del 20%. De estos defectos nueve pertenecen a una inspección en la que se pudo constatar en un caso que había sobredimensionado más allá del 10% la pérdida de espesor de los defectos informados.

Ocurrió que el defecto más severo que inicialmente se había detectado (en el segundo cruce, una doble vía ferroviaria, de los tres cruces con que se inició el programa) fue informado con un 72% de pérdida de espesor de pared. El criterio de reparación de defectos utilizado por TGN establece

que defectos de esa dimensión deben ser evaluados directamente. Por lo tanto, hubo que abrir el caño camisa relleno con cera para evaluar directamente el defecto informado con un 72% de pérdida de espesor. La evaluación constató una pérdida de espesor del 53%, no mayor que la informada en la inspección anterior.

Por lo tanto, es posible suponer que dos de los defectos informados con crecimiento entre un 11% y un 20% no tengan en realidad ese aumento, con lo que quedaría solo un

defecto con un crecimiento entre un 11% y un 20% y otro con un aumento mayor al 20%.

Conclusiones

Los resultados obtenidos muestran que la metodología utilizada para gestionar la integridad de los cruces encamisados en gasoductos de transporte en alta presión permite obtener resultados consistentes con preservar la integridad de los mismos.

TGN en los 10 años previos a la implementación de la nueva metodología debió reemplazar dos cruces encamisados. En los 13 años que lleva aplicando esta metodología no fue necesario reemplazar ningún cruce encamisado.

La metodología aplicada también ha demostrado que es efectiva para detener el proceso de corrosión en los ductos en el interior de cruces encamisados una vez que el proceso ha comenzado a desarrollarse. Es necesario tener presente que el éxito de esta metodología depende de varios factores, entre los que se encuentran:

- Disponer de informes de inspecciones internas confiables en cuanto la exactitud de la información recibida.
- Disponer de documentación conforme a obra fidedigna que permita calcular el volumen de material de relleno necesario.
- Efectuar un ensayo de estanqueidad previo a la etapa de llenado, de forma que exista certeza de que cuando el llenado comience la cera microcristalina se aleje exclusivamente dentro del espacio anula y los venteos, no que se derrame en el subsuelo.
- Tomar las medidas de seguridad adecuadas a las características de los trabajos que son necesarios de ejecutar; en general se efectúan excavaciones profundas a la vera de rutas de tránsito intenso y el material de relleno es inyectado en caliente. ■





Por **Pablo Funes y Federico Cámara** (Metalmecánica)
y **Eduardo J. Dottore** (PanAmerican Energy)

Este trabajo fue seleccionado de las 20° Jornadas Técnicas para Incrementar la Eficiencia y la Sustentabilidad en Yacimientos Maduros, realizadas en Comodoro Rivadavia (Agosto 2017) por la Seccional Sur del IAPG.

La Unidad de Gestión del Golfo San Jorge (UGGSJ) de Pan American Energy (PAE) se encuentra ubicada sobre la ruta nacional N° 26, aproximadamente a 70 kilómetros de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Abarca 3400 km² de extensión e incluye varios distritos en el sur de la provincia de Chubut y el norte de la provincia de Santa Cruz (Figura 1).

El sitio comenzó a explotarse en 1957 por YPF, a partir de 1958 por Amoco Corp y, desde 1997, el yacimiento está operado por PAE. A fines de los noventa, Cerro Dragón ya era un yacimiento maduro por lo que comenzó a emplearse la técnica de recuperación secundaria.

En 2014 comenzaron a presentarse fallas prematuras en el cuerpo de las varillas en pozos explotados con

“Nuevas tecnologías en varillas de bombeo para ambientes agresivos”

Los proyectos de recuperación secundaria generan un aumento en el corte de agua del fluido producido en pozos maduros, lo cual implica la utilización de bombas mecánicas más grandes y éstas, mayores cargas a la sarta de varillas y mayor corrosión. En este trabajo se muestra la evolución favorable al utilizar un nuevo material en las varillas para ambientes agresivos.

bombeo mecánico. Primero fue el distrito 9, seguido por los distritos 3 y 5.

Las fallas presentaban la característica típica de rotura por fatiga (Figura 2). La superficie de fractura se desarrollaba en forma perpendicular al eje de la pieza, mostrando zonas de propagación estable, con superficies planas y lisas. El avance del frente de fisura era estable hasta distancias que oscilaban aproximadamente entre un 45% y un 55% de la sección resistente, para luego dar lugar a zonas de propagación inestable, con superficies irregulares y rugosas, que en su fase final formaban labios a unos 45 grados de inclinación con respecto del eje de la pieza, como resultado de un fuerte cambio en la dirección de la tensión principal, debido a la reducción de la sección resistente. En la mayoría de los casos no fue factible determinar a simple vista la causa del inicio de la falla (por ejemplo golpe, *pitting*, inclusión, etc.).

Se verificó que la falla más frecuente era en zonas cercanas al extre-

mo de la varilla dentro del primer pie respecto del frente (Figura 3).

Este hecho nos hizo pensar que la falla podría derivar de un posible defecto de manufactura. El recalque de

los extremos de las varillas se efectúa a alta temperatura llevando al material al rojo blanco. Esto motiva que en la zona del recalque haya una metalografía (microcomponentes, estructura, tama-

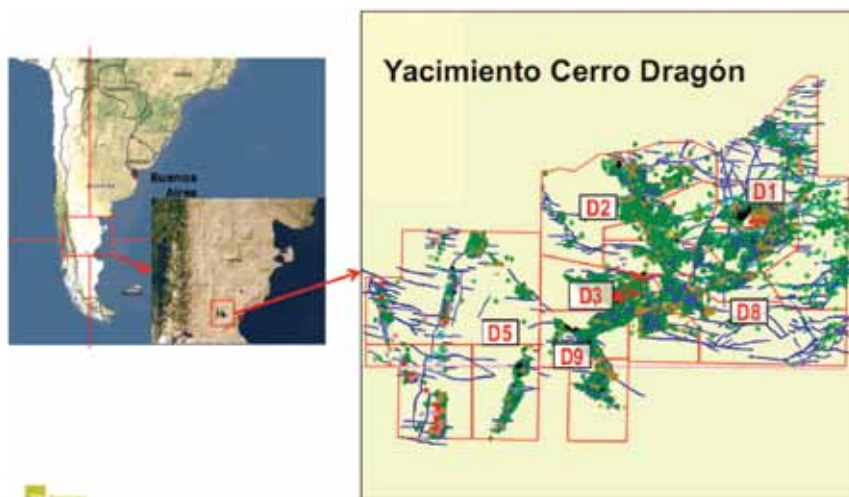


Figura 1. Ubicación del Yacimiento Cerro Dragón.



Figura 2. Superficies de fracturas.

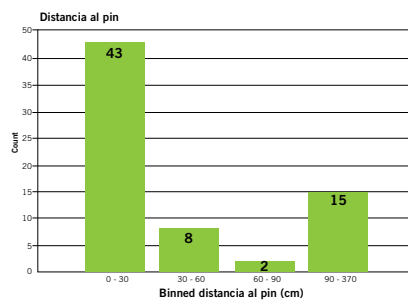


Figura 3. Ubicación de fallas en varillas de bombeo.

ño de grano, dureza, etc.) diferente a la del cuerpo de la varilla y al de la transición entre ambas zonas. De no haberse hecho el tratamiento térmico de homogeneización de todo el material de la varilla, las distintas estructuras metalográficas podrían ser la causa principal del inicio de la falla probablemente en la zona de la estructura de transición.

Revisando las estadísticas en cada uno de los distritos comprometidos, se confirmó que la mayoría de las roturas se presentaron dentro de los primeros 30 centímetros de la varilla fallada (Figura 4).

Asimismo, se verificó que las fallas eran más frecuentes en varillas de 1" y de 7/8" con pin de 1", es decir, en las varillas más solicitadas de la sarta.



También confirmamos que la mayoría de las piezas eran nuevas.

Revisando las estadísticas de cada yacimiento de los distintos distritos involucrados, nos centramos en aquellos pozos que mostraban una frecuencia de intervención por pesca superior a dos veces al año, es decir un "run life" histórico inferior a 180 días.

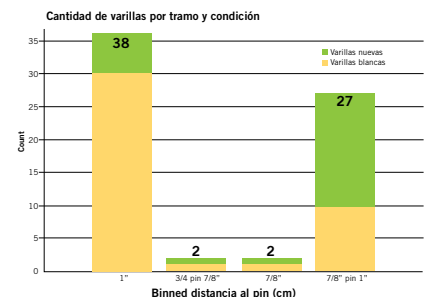
Analizando al microscopio las zonas de fractura de las varillas falladas en esos pozos críticos, pudimos visualizar el punto de iniciación de la falla. Con una amplificación de 10 veces a 500 veces del tamaño de la muestra fue posible determinar el inicio o nucleación superficial de la falla.

Se enviaron las piezas falladas a laboratorios externos para tratar de determinar la causa de las roturas. Se solicitó la determinación de la estructura metalográfica, componentes, tamaño de grano, dureza y detección de inclusiones, todo esto en el pin, a 30 centímetros y a 60 centímetros del extremo de la varilla, con el claro objetivo de confirmar (o descartar) que las fallas correspondían a un defecto de fabricación.

Los resultados de los laboratorios fueron concluyentes. En todos los casos analizados se verificó un ataque corrosivo y rotura por fatiga en el cuerpo iniciada en pittings de corrosión por SH₂.

La microestructura encontrada en todos los puntos de las varillas analizadas fue bainítica con durezas de 29/30 HRC con una limpieza inclusionaria del acero muy buena, lo que nos indujo a descartar de plano que las fallas correspondieran a un defecto de fabricación.

Ante las evidencias confirmadas, se nos presentó la posibilidad de ensayar un acero desarrollado específicamente para soportar ambientes agresivos inducidos a fallas por co-



Figuras 4 y 5. Porcentajes de ubicación de taller en varillas de bombeo.

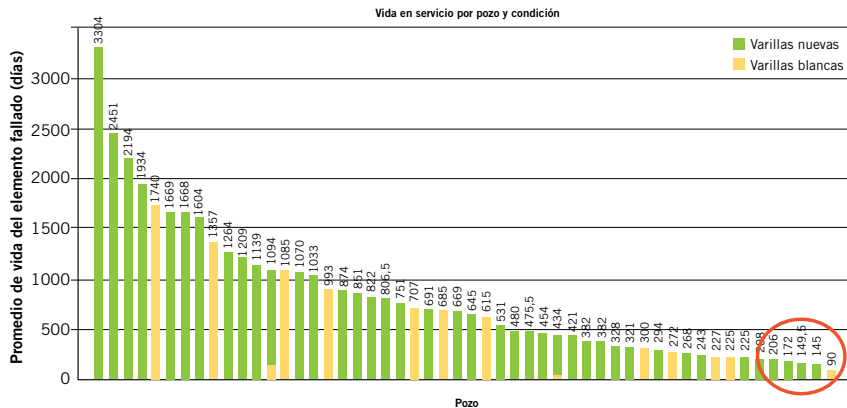


Figura 6. Vida en servicio de varillas de bombeo.

rosión-fatiga. No se trata de un acero resistente a la corrosión, sino al fenómeno compuesto de corrosión-fatiga. Es decir, se podrán generar *pittings* de corrosión en la superficie de las varillas, pero el avance de la fractura por fatiga será mucho más lento que en los aceros comerciales disponibles. Ello se debe fundamentalmente a la tenacidad del nuevo material.

Si analizamos las propiedades mecánicas del nuevo acero no veremos gran diferencia respecto de las de un acero tradicional, excepto por la resistencia al impacto. Un ensayo Charpy

con entalla en V a 20 °C efectuado en un acero grado "D Alloy" da como resultado una resistencia al impacto entre 9 y 12 Joules, mientras que este nuevo acero soporta 180 Joules (valor típico de ensayos). Esta tenacidad adicional es la que determina que el avance de la fractura por fatiga sea mucho más lento que en los aceros tradicionales.

Se decidió entonces efectuar ensayos con este nuevo material en aquellos pozos en los que se verificaban fallas por corrosión fatiga con una frecuencia de intervención por pesca

superior a dos veces al año, es decir, con un "run life" histórico inferior a 180 días. Se definió que los ensayos serían considerados exitosos si por lo menos se duplicaba la vida en servicio de la sarta. Los resultados se presentan a continuación.

En el Pozo 1 se tenía antecedentes de fallas por corrosión fatiga con un promedio histórico de duración de 138 días. Se decidió bajar sarta completa con el nuevo material con el objetivo de que el ensayo durara por lo menos 276 días. La respuesta de la secundaria llegó notoriamente, con lo que a los 320 días de iniciado el ensayo se adecuó el pozo al sistema electrosumergible, es decir, que se superó el "run life" histórico en 2,32 veces (la sarta con el material nuevo fue reinstalado en otro pozo fuera del protocolo de ensayos y continúa trabajando correctamente).

En el Pozo 2 las fallas por corrosión fatiga se producían con un promedio histórico de duración de 152 días. Se decidió bajar sarta completa con el nuevo material esperando a que el ensayo durara por lo menos 304 días. Se produjo una pesca en el tramo de 7/8" luego de 645 días (o sea, con una duración 4,24 veces superior que el valor del promedio histórico). Reem-

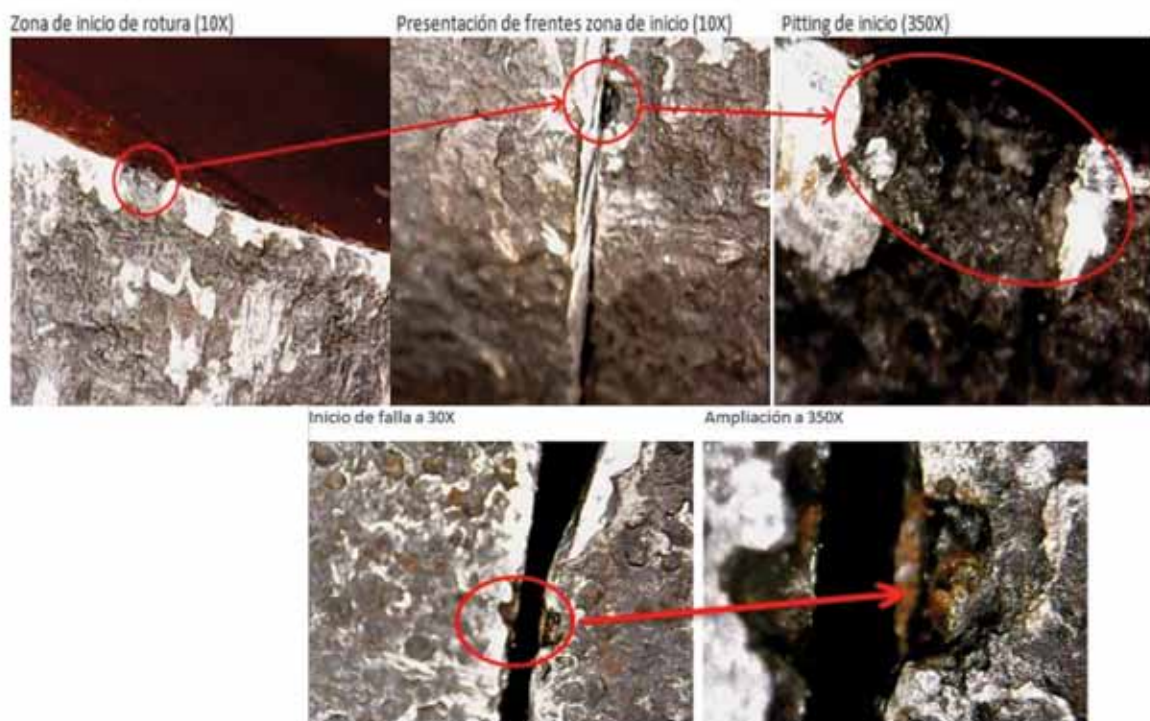


Figura 7. Fallas en varillas de bombeo.

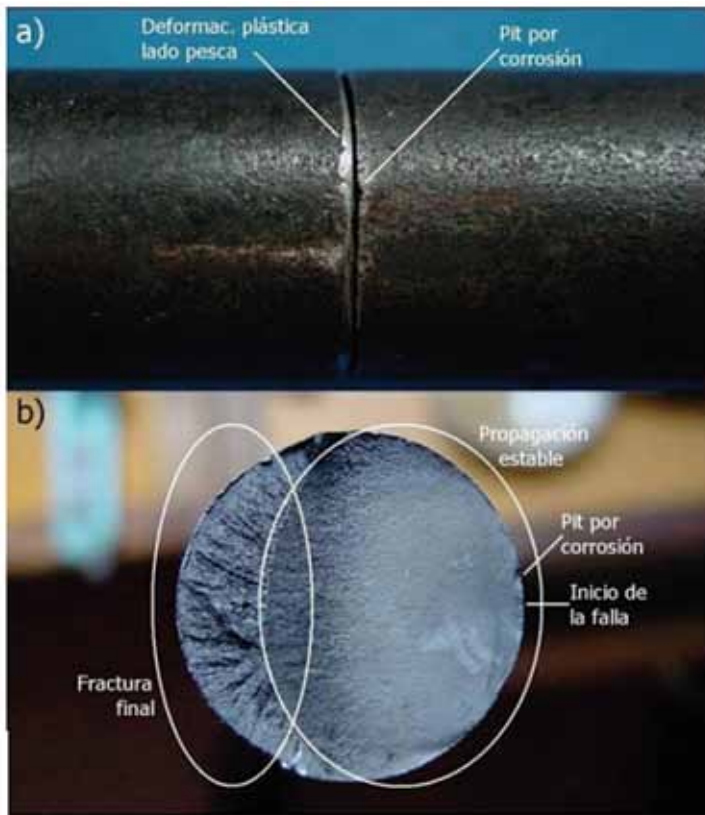


Figura 8. Protección de fallas en varillas de bombeo.

plazado el tramo de 7/8", el tramo de 1" continúa trabajando y en el momento de redactar este trabajo llevaba acumulado 673 días en operación, o sea que en ese momento superaba en 4,89 veces el valor histórico. El tramo nuevo de 7/8" continuaba trabajando sin inconvenientes.

Por los esfuerzos propios presentes en el Pozo 3 y por los antecedentes de fallas existentes, se decidió bajar el nuevo material con conexiones PREMIUM. El promedio histórico de duración del pozo era de 130 días, con lo que se daría por concluido el ensayo si se superaban 260 días en operación. Al momento de presentar este trabajo el pozo llevaba acumulado 557 días sin inconvenientes, o sea que en ese momento superaba en 4,82 veces el valor histórico.

Las estadísticas del Pozo 4 muestran que las fallas se producían exclusivamente en el tramo de 1", con lo que se decidió utilizar el nuevo material solamente para reemplazar esas varillas. El promedio histórico de duración del pozo era de 51 días, con lo que se daría por concluido el ensayo

si se superaban 102 días en operación. Pero en el día 98 del ensayo, el pozo sufre por primera vez una pesca en el tramo de 7/8". Este tramo es reemplazado por el nuevo material, y el de 1" continuó trabajando sin ser reemplazado. En el momento de redactar este

trabajo el tramo de 1" llevaba acumulado 394 días sin inconvenientes, o sea que en ese momento superaba en 9,1 veces al valor histórico. El tramo de 7/8" llevaba acumulado 250 días en operación, lo que daría una mejora de 3,27 veces si se tomara como run life histórico el valor de 98 días.

En el Pozo 5 se tenía antecedentes de fallas por corrosión fatiga alternativamente en los tramos de 1" y de 7/8" con un promedio histórico de duración de 133 días. Se decidió bajar el nuevo material solamente en esos tramos apuntando a que el ensayo durara por lo menos 266 días. Al momento de presentar este trabajo el pozo llevaba acumulado 371 días sin inconvenientes, o sea que en ese momento superaba en 3,32 veces al valor histórico.

El Pozo 6 aún se encuentra bajo estudio. Las estadísticas mostraban que las fallas se producían exclusivamente en el tramo de 1", con lo que se decidió utilizar el nuevo material solamente para reemplazar esas varillas. Antes de concluir el ensayo hubo una pesca primero en la varilla N° 4 que se cambió por trozos, luego de otra pesca se cambia el tramo de 1", seguido de otra pesca en 7/8" en la que se cambia toda la sarta para finalmente sufrir una pesca en una cupla de 1".

Un grupo multidisciplinario abordó la búsqueda de las causas de falla apuntando a todas las variables posibles: composición química del acero, microdureza, estructura metalo-

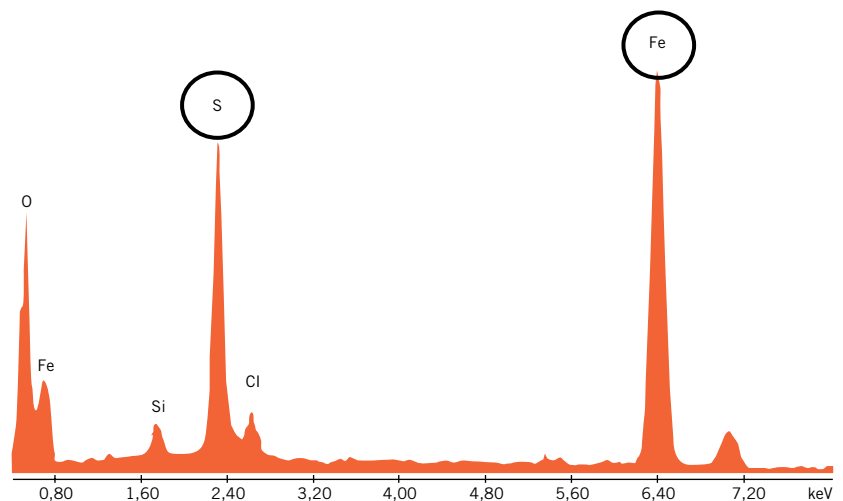


Figura 9. Se muestra varilla con ataque corrosivo y fractura por fatiga en el cuerpo iniciada en pitting de corrosión por SH_2 . El análisis por MEBA en los productos de corrosión al inicio de la fractura detectó O-S-Fe-Cl, seguramente óxidos de hierro y sulfuros de hierro.

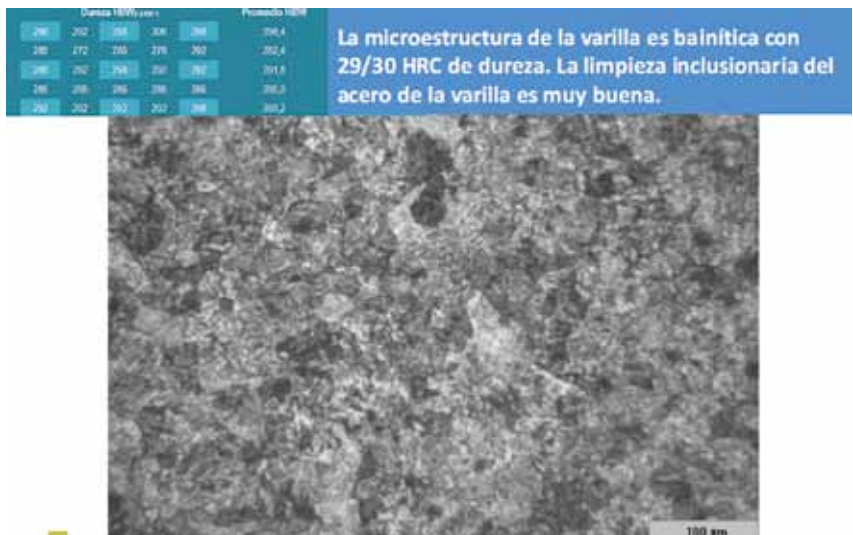


Figura 10. Microestructura de una varilla.

Elemento	Valor típico (%)	Elemento	Valor típico (%)
C	0,24	Cr	1,00
No	0,70	Mn	0,60

Propiedades mecánicas	
YS Mín (0,2% offset)	110ksi (689 Mpa).
UTS	115 to 140 ksi (793 to 965 MPa)
Elongación (2")	10% Mín.
Dureza	26 HRC
Resistencia al impacto (CVN@ 20°C) Valor típico	180 J

gráfica, determinación de impurezas (desde el punto de vista de la varilla), y determinación del Ph del fluido bombeado, concentración de CO₂, concentración de H₂S, cantidad de bacterias presentes, concentración de cloruros y oxígeno (desde el punto de vista del medio en que trabajan las varillas). Asimismo, se evaluó el estado tensional solicitado por la aplicación como consecuencia de la profundidad, régimen de bombeo (carrera y GPM), diseño del pozo, características de la instalación, etc.

Además de los ensayos de laboratorio del fabricante del acero y de la compañía productora, se contrató a una tercera empresa para efectuar evaluación de fluidos (agua, petróleo y gas) en estado de producción. Se determinaron en agua in situ CO₂, H₂S, O₂, alcalinidad, Ph, bacterias, y en gas in situ CO₂, H₂S y se tomó muestra para efectuar cromatografía.

Adicionalmente se entregó a esta tercera empresa tres productos químicos comerciales que son utilizados en el tratamiento habitual de los pozos productores para verificar la posible

agresividad de los mismos sobre el material de las varillas. Se ensayó la corrosividad generada por la combinación adecuada de químicos y agua del pozo sobre testigos de varillas, en condiciones de blanco (sin agregado de producto químico), de dosificación (con la adición del producto químico en proporción correcta) y en sobredosificación (al doble de la dosis recomendada de producto químico). Las determinaciones se efectuaron sobre cupones de corrosión previamente cortados, pulidos, pesados y medidos con precisión.

Lamentablemente al momento de redactar este trabajo no se ha encontrado la causa de falla en este pozo específico, que fue la excepción de los ensayos encarados con este material. A pesar de ello y basado en los resultados de los otros pozos del ensayo piloto se da por aprobado al material para aplicaciones especiales de fallas por corrosión-fatiga.

Los resultados obtenidos con este nuevo material nos invitaron a probar otro acero que es parte de este desarrollo metalúrgico, el que aún no ha sido utilizado en la industria nacional ni internacional. Es un acero propuesto para altas cargas y corrosión moderada. Lo sorprendente de este material es que en general los aceros que tienen alta resistencia mecánica tienen muy baja resistencia a la corrosión y viceversa, aquellos que tienen buena resistencia a la corrosión tienen mala resistencia mecánica.

Si analizamos las propiedades mecánicas de este nuevo acero veremos

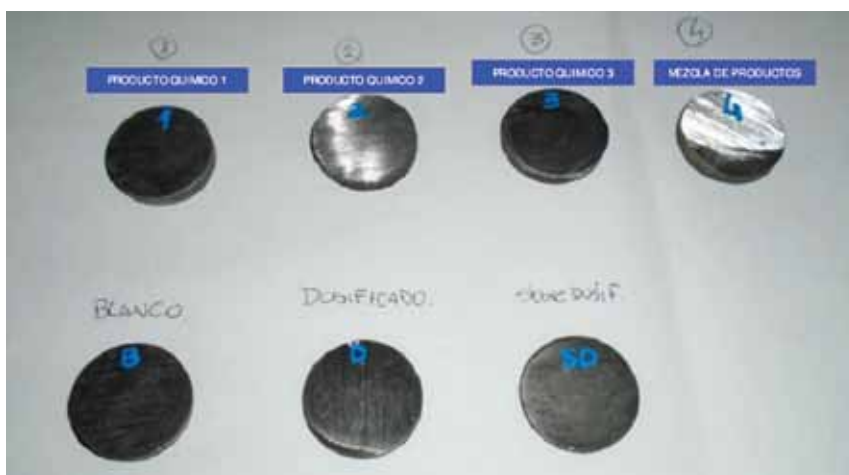


Figura 11. Ensayos de corrosividad.

Acero para alta carga y corrosión media

Propiedades mecánicas

YS Mín (0,2% offset)	135 ksi (930 Mpa)
UTS	155 ksi (1068 Mpa)
Elongación (2")	10% Mín
Resistencia al impacto (CVN@20°C) Valor típico	150 J

una diferencia notoria respecto de las de un acero tradicional, con valores de tensión de fluencia y tensión de rotura muy superiores al de un acero grado "D Alloy". Adicionalmente, la tenacidad de este acero es de 150 Joules (valor típico obtenido en ensayos Charpy con entalla en V a 20 °C). Los altos valores de tensiones fluencia y rotura del material, lo hacen apropiado para soportar altas cargas, y el alto valor de tenacidad es lo que lo hace apropiado para soportar corrosión media. Sus características mecánicas permitirían que las varillas fabricadas con este material trabajen al 190% de Goodman equivalente a un acero grado "D Alloy", con una resistencia a la corrosión fatiga muy superior a la de ese material.

No habiendo antecedentes de aplicación en la industria, se efectuaron simulaciones con un software de diseño de bombeo mecánico. Se buscó tener una comparación cualitativa de los posibles límites de aplicación del

sistema con los materiales habituales de las varillas utilizadas por PAE y con este nuevo material aún no probado. Para las simulaciones se asumieron las siguientes premisas: Todos los casos se efectuaron con sarta API 86 sin barras ni varillas de peso.

Se aceptó hasta 130% de Goodman para las varillas grado "D Alloy" y hasta 190% de Goodman para las varillas con el nuevo acero, en todos los casos con un factor de servicio de 0.9.

No se aceptó flotación ni pandeo de la sarta. Se limitó a que las cargas

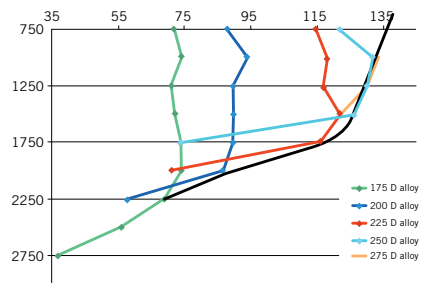


Figura 15. Límites de aplicación de varillas grado D.

laterales no excedan 200 libras sin perjuicio de la posición del punto neutro.

Las velocidades de bombeo limitantes fueron 4,5 GPM como mínimo y 10 GPM como máximo. Se estableció que las cargas estructurales y torques de los AIB utilizados no superen el 100%.

Se efectuaron simulaciones con equipos Mark II (M), Contrabalanceados por Aires (A), Convencionales (C), Rear Mounted (RM), y equipos de bombeo de carrera larga hidráulicos y mecánicos.

La mayoría de los casos presentados en este trabajo son con AIB M1280-427-216 para circunscribir el análisis comparativo principalmente al material de las varillas. Se efectuaron simulaciones con bombas mecánicas de diámetros 1 3/4", 2", 2 1/4", 2 1/2" y 2 3/4", adoptando una eficiencia del 80%.

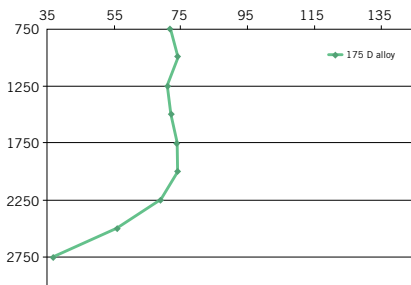


Figura 13. Límites de aplicación de varillas grado D.

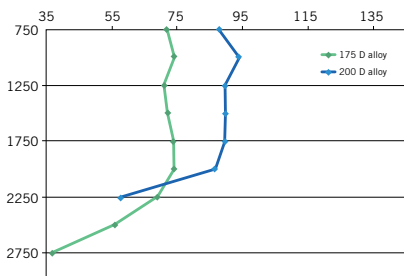


Figura 14. Límites de aplicación de varillas grado D.

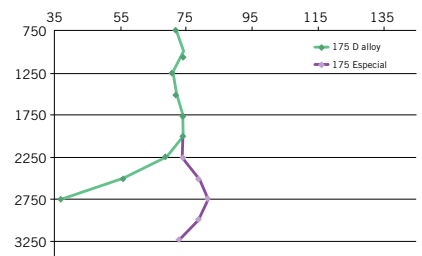


Figura 16. Varillas con acero especial.

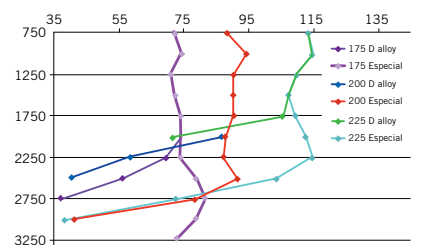


Figura 17. Varillas con acero especial.



Si tomamos los resultados obtenidos, considerando una bomba de 1 3/4" con varillas grado "D Alloy" y lo graficamos llevando en el eje de las X la producción calculada en m³/d y en el eje de las Y la profundidad en metros (creciente hacia abajo), se obtiene una curva que representa el límite de aplicación de las varillas para ese tamaño de bomba. Todo punto que se encuentre a la izquierda de la misma representa una condición de bombeo aceptable, mientras que todo punto que se encuentre a la derecha y/o abajo representa una situación indeseable en la que se pone en riesgo al sistema.

Si se toman los resultados obtenidos para una bomba de 2" con varillas grado "D Alloy" y lo volcamos en el mismo gráfico, vemos que la producción esperada aumenta pero no se podrá ir tan profundo como en el caso de la bomba de 1 3/4".

Volcando los resultados de los otros tamaños de bombas veremos que se puede delinear una curva (en negro)

que representa el límite de aplicación para las varillas grado "D Alloy".

Si tomamos ahora los resultados obtenidos considerando una bomba de 1 3/4" con ambos grados de varillas, vemos que las fabricadas con el acero especial pueden ir mucho más profundo que las de grado "D Alloy".

Llevando los resultados obtenidos de otros tamaños de bombas vemos que las simulaciones mostrarían la misma tendencia, las fabricadas con el acero especial pueden ir mucho más profundo que las de grado "D Alloy".

O sea que la utilización del nuevo acero nos permitiría incrementar las profundidades entre 750 y 1000 m con el nuevo acero, sin exceder ninguna de las premisas de diseño adoptadas.

Hasta aquí hemos mostrado simulaciones obtenidas a partir de considerar la utilización de equipos Mark II, básicamente porque el 50% del parque de AIB con el que cuenta PAE en la Unidad de Gestión del Golfo San Jorge corresponde a este tipo de apa-

rato de bombeo. Pero los resultados de las simulaciones con otro tipo de AIB son también prometedores.

Si tomamos por ejemplo los resultados obtenidos para bombas de 2 1/4" (que corresponde al tamaño intermedio de modelos existentes) y comparamos las curvas generadas por un Mark II (Front Mounted Clase III según el Std. API 11E) modelo M1280-427-216 con las de un AIB RM (Rear Mounted Clase I según el Std. API 11E) modelo RM1280-427-216CW funcionando con la manivela en sentido horario (con la cabeza de mula a la derecha), vemos que además de poder ir a aplicaciones más profundas con el nuevo acero, también se obtienen mayores producciones.

Es importante hacer notar que este mismo AIB RM pero funcionando con la manivela en sentido antihorario (RM1280-427-216CCW) no permite tener aplicaciones tan profundas como las que se obtienen en sentido horario, pero con el nuevo acero permite obtener mayor producción de fluido (aproximadamente un 50% más de producción que el Mark II con una bomba de 2 1/4" y con las premisas de diseño adoptadas). Este hecho nos permite vislumbrar la posibilidad de utilizar el sistema de bombeo mecánico en pozos que son explotados con el sistema de bombas electro-surgibles. ■

Conclusiones

- Se consideró que el ensayo del acero resistente a la corrosión fatiga ha sido exitoso dado que como mínimo ha duplicado la vida en servicio de los pozos involucrados.
- Existe un caso considerado excepción del cual aún no conocemos la causa por la cual falló. Se continúa evaluando la presencia aleatoria de bacterias o la posible influencia de algún producto químico que pudiera haber sido el causante de las fallas.
- El acero apto para altas cargas y corrosión moderada se ensayará en pozos profundos, con alto porcentaje de Goodman y en reemplazo de electrosurgibles.



Congresos y Jornadas

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

Los que vendrán

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 un 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 ya confirmados como oradores principales. La convocatoria

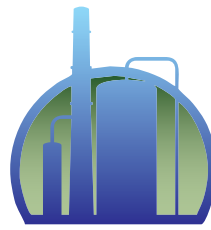
de resúmenes para completar el resto del programa está abierta, y se espera que el evento atraiga a más de 12.000 representantes de toda la cadena de valor del gas natural, la más definitiva industria global de gas reuniendo líderes influyentes, responsables de políticas, responsables de compras, proveedores 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 políti-



5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación



5° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
REFINACIÓN
Creatividad e innovación: conductores para una industria de refinación sustentable

Del 27 al 30 de agosto de 2018 el Instituto Argentino del petróleo y del Gas realizará el 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, en la ciudad de Mendoza.

Bajo el lema “Creatividad e innovación: conductores para una industria de refinación sustentable”, el evento buscará ser un foro donde se aporten e intercambien ideas, experiencias y conocimientos profesionales de la industria de la refinación, a través de trabajos técnicos, conferencias magistrales y mesas redondas de especialistas.

También se expondrán las tecnologías de vanguardia que se están utilizando en todo el mundo y que podrían ser aplicables a la región. La intención es enfrentar los nuevos retos generados a partir de los requerimientos de combustibles cada vez más amigables con el ambiente, y de la necesidad cada vez mayor de ser eficientes y sustentables energéticamente.

Entre los temas que se tratarán se encuentran los siguientes: perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador, excelencia de las operaciones, gestión del conocimiento y capacitación profesional, desafíos en la ejecución de proyectos, excelencia en las operaciones de logística.

El 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación se llevará a cabo en el Hotel Sheraton de Mendoza. Más información: www.iapg.org.ar

cas 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 presentar trabajos está abierto hasta el 1 de septiembre. Más información: www.wgc2018.com y www.aga.org

AOG Patagonia

Del 3 al 5 de octubre se realizará en el espacio DUAM de Neuquén la Expo más importante y representativa de la industria de

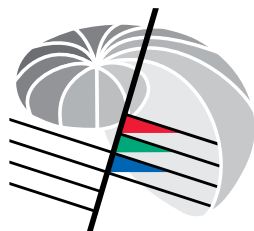


la Energía en la región, la Argentina Oil & Gas Patagonia (AOG Patagonia), sin duda la Expo más importante de la región sobre la Industria de los hidrocarburos, que como ya es tradición, se desarrollará en el Espacio Duam de la Ciudad del Neuquén.

Se espera la participación de 150 empresas y más de 7.000 visitantes entre profesionales, empresarios y público interesado. Además de los tres pabellones, también habrá un importante sector al aire libre destinado a diversas demostraciones.

Más información: www.aogpatagonia.com.ar

CONEXPLO



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**
Energía y Sociedad, aliados inseparables

Del 5 al 9 de noviembre de 2018 el IAPG realizará el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG que tendrá lugar en el Hotel Intercontinental de Mendoza.

Se trata del evento técnico sobre Exploración en la industria del petróleo y del gas más importante de la región, según lo demuestran las cifras de los últimos años; el prestigio de sus organizadores y expositores es de reconocimiento mundial.

Bajo el lema "Energía y sociedad: aliados inseparables", el Congreso se caracteriza por sesiones técnicas generales, sesión de posters y simposios. Entre estos últimos figuran simposio de Geofísica, de Evaluación de Formaciones, de Reservorios No convencionales y de Desarrollo. También habrá mesas redondas, charlas especiales, jornadas de Geotecnología, cursos, viajes de campo y exposición comercial. Además, este año por primera vez, se incluirá una mesa redonda sobre energías renovables.

Estas temáticas cubren todas las disciplinas de Exploración y Desarrollo. Por ese motivo, se presentan cientos

de trabajos técnicos, la concurrencia es masiva y todas las compañías nacionales e internacionales quieren estar presentes, tanto las del rubro específico como las de servicios generales.

Además de los geocientistas (geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros, técnicos, académicos, especialistas, etc.), también se tendrá la participación de los estudiantes de las carreras afines por medio de presentaciones técnicas, charlas y concursos. Se llama a presentar trabajos sobre tecnologías, calidad de datos, métodos, flujos de trabajo y casos de éxito.

Más información: www.iapg.org.ar

Preparan en Perú el Ingepet 2018



La novena versión internacional de Ingepet se realizará del 2 al 4 de octubre de 2018 en el nuevo Centro de Convenciones de Lima. El Ingepet desde hace 30 años aporta conocimientos, experiencias y tecnología al desarrollo de la industria de hidrocarburos y a través de sus diferentes versiones realizadas desde 1988, se ha posicionado como uno de los eventos técnicos más importantes del sector en el Perú y América Latina. Se ha convertido en el punto de encuentro de los principales actores de la industria, agregando valor a Perú y a la región, y a las empresas del sector hidrocarburos con experiencia, tecnología y procesos; fomentando la atracción de nuevas inversiones.

En esta edición, el congreso pone el foco en temas que contribuyen con la mejora de la eficiencia en los procesos, la innovación y la nueva tecnología, la reducción de costos operativos, la optimización del portafolio de inversiones y la atenuación de los impactos socio ambientales. Además de agregar valor al país y a la región a través de las empresas del sector hidrocarburos con experiencias, tecnología y procesos; fomentar la atracción de nuevas inversiones; promover la logística de los diferentes servicios suministrados a la industria, adaptados al nuevo entorno y ser el punto de encuentro de los principales actores de la industria.

Más información: www.ingepet.com

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



Geopark apuesta a la seguridad vial en Colombia

El compromiso de GeoPark con los usuarios de las vías de Casanare, Colombia: de acuerdo con el Instituto Nacional de Medicina Legal y Ciencias Forenses en Colombia, los accidentes de tránsito fueron la segunda causa de muerte violenta en el país, con más de 7.280 casos de defunción por este motivo durante 2016. Tener 18 decesos en las vías cada día es alarmante y más aún cuando 5 de cada 10 accidentes se da por descuido o irresponsabilidad.

Si bien el Gobierno nacional de Colombia a través de la Agencia Nacional de Seguridad Vial emprende programas para la prevención de accidentes de tránsito, todos los esfuerzos por parte de organizaciones y asociaciones de la sociedad civil son útiles para evitar que se continúen sumando muertes por esta causa en el país.

Con el propósito de contribuir al cambio de actitud en los conductores y peatones, GeoPark lleva adelante el programa “Yo le apuesto a la Seguridad Vial”, a través del cual busca educar de manera innovadora a los actores viales del área de influencia del Bloque Llanos-34, donde la empresa concentra su la mayoría de su operación en Colombia.

“Yo le Apuesto a la Seguridad Vial” está dirigido a los participantes en la dinámica del tránsito, a quienes se les entrega la normativa de tránsito en un lenguaje fácil, didáctico y ameno, e invita a reflexionar sobre la necesidad de conocerse a sí mismo y a aceptar que, como individuos, asumimos una gran responsabilidad al conducir un vehículo motorizado y/o al desplazarnos por las vías como peatones.



El interés de GeoPark en la seguridad vial de los casanareños: GeoPark empezó a operar en Colombia en 2012 en el bloque Llanos 34, ubicado al sur del departamento del Casanare, específicamente en los municipios de Villanueva y Tauramena, con una extensión de 33.258 ha. En esta área de trabajo hay 9 veredas de influencia directa, donde viven 520 familias y alrededor de 1700 personas que residen de manera permanente, quienes utilizan las motocicletas, semovientes, vehículos livianos (automóviles y camionetas) y vehículos pesados como medios de transporte. Sin embargo, muchos de los vehículos que transitan por vías primarias y secundarias no cuentan con documentación vigente ni cumplen con los estándares de seguridad exigidos por la ley colombiana.

Cuando GeoPark llegó al Bloque en 2012, las vías del área de influencia eran destapadas (en ripio), de un solo carril y con pobre mantenimiento. El desplazamiento por 10 km de vía podía tardar más de una hora. Con la evolución del bloque y la identificación de necesidades se han realizado mejoras significativas a las vías, tanto en capacidad como en tiempo de recorrido.

Con el paso del tiempo, GeoPark ha perforado varios pozos de manera exitosa y llegó a operar más de



55.000 barriles diarios, por lo cual fue necesario incrementar el número de camiones para transportar el crudo desde los yacimientos hasta el punto de venta (actualmente todo el petróleo se mueve en camiones). A esto debemos sumarle el tránsito que implica el desarrollo de los yacimientos, es decir, dos taladros de perforación, un taladro de completamiento, construcción de nuevas plataformas, construcción de facilidades de proceso, logística de alojamiento y alimentación.

En diciembre de 2016 se calculó un promedio de 480 vehículos vinculados a la operación, desplazándose diariamente por las vías del área de influencia del bloque: 350 camiones de transporte de crudo, 50 vehículos livianos (camionetas), 75 vehículos pesados (camión grúa, carros de agua, camiones de vacío, volquetas, etc.), 15 vehículos de transporte de personal (buses). Adicionalmente, se realizó un censo de 80 vehículos diarios en promedio, relacionados con nuestro entorno y vecinos.

En 2016 los vehículos relacionados al desarrollo y la producción del Bloque Llanos 34 contabilizaron alrededor de 29 millones de kilómetros recorridos, por eso la misión de GeoPark es apostarle a la seguridad vial para disminuir el riesgo de accidentes en todos esos trayectos.

En 2017 más de 870 personas fueron capacitadas gracias a diferentes jornadas que buscaron educar a los usuarios de las vías en el cumplimiento de las normas de tránsito y mejorar el comportamiento de los conductores de las vías:

- 15 jornadas de monitoreo de velocidades,
- 11 eventos para vías seguras,
- 4 empresas auditadas,
- 12 jornadas de capacitación en seguridad vial para personal de GeoPark,



- 8 instituciones educativas vinculadas,
- 6 cursos para manejo defensivo de motos,
- 2 aforos viales,
- 21 días de análisis de riesgos viales,
- 365 días de control de tráfico en Llanos-34,
- 15 días de monitoreo de velocidades.

El principal resultado del programa es que no se han presentado incidentes entre vehículos al servicio de la operación en el Bloque con vehículos de los vecinos, no se han presentado incidentes con lesiones a personas y se han reducido los accidentes vehiculares en las áreas de influencia de la operación.

Schneider Electric busca optimizar las redes eléctricas públicas

Schneider Electric, especialista en la transformación digital de la gestión y automatización de energía, anuncio los últimos avances con el conjunto de gestión de red EcoStruxure ADMS. Estos avances permiten a las empresas de servicios eléctricos lograr una flexibilidad de red confiable a través de la optimización de Recursos de Energía Distribuida (DER), además de una gestión de activos mejorada con un flujo de trabajo de integración de sistemas de información geográfica (GIS) EcoStruxure ArcFM.

EcoStruxure ADMS de Schneider Electric ayuda a los servicios eléctricos a integrar DER y aumenta la adopción de DER por parte del cliente, a la vez que reduce el costo total de implementación, mantenimiento y actualizaciones de soluciones de IT/OT. Esto es posible gracias a:

- El Sistema de Administración de Recursos de Energía Distribuida (DERMS) de Schneider Electric se ofrece como un módulo ADMS incorporado o una solución de implementación independiente.
- Nueva integración GIS-ADMS que proporciona mensajes bidireccionales con validación de datos e informes de errores que transforman un proceso empresarial común en un flujo de trabajo automatizado de gestión de datos.
- Los dispositivos de automatización de redes, como Easergy T300 soportan ADMS 'DERMS, para asegurar energía confiable al optimizar los flujos de energía y monitorear la calidad de la energía incluso cuando se integra la generación distribuida intermitente.

“Las empresas de servicios públicos enfrentan cambios dinámicos en la industria que requieren una mayor eficiencia de administración de red y soporte para el empoderamiento del cliente. Adoptando EcoStruxure ADMS 3.8, las empresas pueden aumentar la confiabilidad de la energía mientras apoyan la adopción de energía sostenible y reducen el costo total de propiedad”, dijo Jérôme de Parscau, vicepresidente senior de Energy Digital Solutions, Schneider Electric.

La presencia de Schneider Electric en DistribuTECH 2018 en San Antonio, Texas, exhibirá estos últimos avances de EcoStruxure Grid. Visite Schneider Electric en DistribuTECH en el stand número 2809.

ABB construirá la primera subestación digital de América latina

ABB instalará la primera subestación digital de América latina en la ciudad de Juazeiro, al noreste de Brasil. La nueva subestación de 230 kilovoltios (kV), y la calle de conexión de la subestación Juazeiro II, suministrarán la energía generada en la central fotovoltaica de 156 megavatios (MW) que se está construyendo en la misma zona.

El propietario y operador del proyecto solar Juazeiro es la compañía inversora Actis, de Reino Unido, y su filial de energías renovables en América latina, Atlas Renewable Energy. Atlas controla más de 1.500 MW de centrales fotovoltaicas que están en funcionamiento, en construcción o en fase de desarrollo avanzado. Cuando estén plenamente operativos, estos proyectos generarán suficiente energía limpia como para alimentar a más de 350.000 viviendas, eliminando así los más de 1,5 millones de toneladas de CO₂ que se producirían con una generación convencional.

ABB suministrará la subestación completa de Juazeiro, además del sistema SCADA de supervisión, control y adquisición de datos, equipos electrónicos inteligentes (IED's por sus siglas en inglés) para protección y control, y las unidades de agrupamiento de última generación SAM600 en el parque de la subestación, todo ello cumpliendo la norma abierta de comunicaciones IEC61850. Los cables de cobre serán reemplazados por cables de fibra óptica. La subestación digital estará equipada con tecnologías basadas en ABB Ability™, que mejorarán la fiabilidad y la capacidad de control, a la vez que optimizará los costes.

La subestación es el corazón de la red eléctrica, transporta y distribuye la electricidad a lugares distantes, garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia del proceso. La transformación con conexiones digitales mediante fibra óptica reduce la cantidad de cable de cobre necesario en la subestación, y genera una importante reducción de los costes por este motivo. Las subestaciones digitales también necesitan mucho menos espacio, y mejoran la seguridad del personal porque el sistema de supervisión con equipos digitales reduce la necesidad de intervenciones manuales, y elimina la posibilidad de accidentes eléctricos peligrosos en la sala de control de la subestación.

Patrick Fragman, director de la unidad Grid Integration, integrada en la división Power Grids de ABB, señala: "ABB sigue estando al frente de la tecnología digital de redes, con una gama completa de automatización digital de subestaciones y de soluciones de protección y control, desde el parque hasta el centro de control de la red. Estamos muy satisfechos de poder contribuir al desarrollo de una red eléctrica más fuerte, inteligente y verde en Latinoamérica con esta instalación pionera".

En 2017, ABB completó la modernización de un proyecto similar en una subestación de Nueva York, en el que se aplicaron tecnologías digitales al sistema eléctrico que suministra energía a cientos de miles de clientes en Manhattan. ABB también se ha adjudicado recientemente un pedido de TAURON Dystrybucja

S.A., una de las principales compañías eléctricas polacas, para construir la primera subestación digital de Polonia.

ABB busca salvar las grandes distancias con transporte sostenible.

En otro orden, ABB, cree en que la movilidad eléctrica realmente limpia conlleva transportar electricidad renovable, sin importar a qué distancia esté el recurso.

El mundo avanza rápido hacia un futuro de vehículos eléctricos. Países como China, Gran Bretaña, Francia, Noruega o la India han anunciado planes de eliminación gradual de los vehículos que utilizan combustibles fósiles para las próximas décadas. Y muchos de los signatarios del Acuerdo de París sobre el cambio climático están promoviendo muy activamente la adopción de vehículos sin emisiones.

Sin embargo, pese a este incremento de vehículos eléctricos en el nivel mundial, la tecnología será limpia en la medida en que lo sea la fuente de electricidad. Para reducir realmente a cero el nivel de emisiones, estos vehículos eléctricos deben funcionar con energías renovables. Por tanto, cuando la energía hidráulica, eólica o solar y otras renovables no estén disponibles localmente, será necesario suministrarlas desde largas distancias.

De ahí que la tecnología de ABB dedicada al transporte de electricidad a larga distancia resulte tan decisiva para la adopción del transporte sostenible mundial. El sistema Network Manager SCADA/EMS (sistema de control supervisor y adquisición de datos/gestión de energía) de ABB Ability™ garantiza una alta fiabilidad del sistema en todas las redes eléctricas. La plataforma gestiona en tiempo real todas las operaciones controladas a distancia de los sistemas de generación, transporte y distribución de energía.

En muchas redes eléctricas, en función de la distancia que deba recorrer la electricidad desde el punto de generación hasta los consumidores, se pierde en el camino hasta un 15% de energía. Esto significa que una línea de transmisión pensada para abastecer una ciudad de un millón de habitantes llevaría energía suficiente para abastecer solo a 850.000 habitantes.

Por eso, resulta decisivo transportar la electricidad desde zonas alejadas donde normalmente se generan las energías renovables (eólica, solar o hidráulica) hasta las ciudades, donde resulta más adecuado el uso de vehículos eléctricos. Actualmente, gracias a la corriente continua en alta tensión o HVDC, tecnología en la que ABB es pionera, los operadores de redes eléctricas pueden transportar la energía eficazmente por vía subterránea o submarina y entre países.

Al utilizar corriente continua, la HVDC resulta más eficaz que la corriente alterna (CA) que usan las redes eléctricas y los consumidores. La transmisión de corriente alterna (CA) a largas distancias exige el uso de muchos transformadores especializados y otros sistemas de apoyo en todo el trayecto.

Por otro lado, la HVDC permite transportar la electricidad a granel eficazmente a grandes distancias con necesidad de menos equipos. En comparación con la CA, la HVDC también reduce considerablemente las pérdidas de transmisión, potencialmente a menos del

uno por ciento. Además, la tecnología HVDC permite el control preciso de los flujos de energía en ambos sentidos, algo imposible de hacer con los sistemas de CA.

La última oferta HVDC de ABB, denominada HVDC Light, ha duplicado la capacidad energética de la tecnología a 3000 vatios y ha aumentado su alcance a más de 2000 km. La clave de estos notables avances son los dispositivos basados en semiconductores, que permiten mayor control y economizan los sistemas HVDC gracias a su mayor variedad de configuraciones. Con esta tecnología, un país del tamaño de Canadá ahora puede conectar regiones remotas a su red de forma activa.

HVDC Light, que ahora conecta países, como Dinamarca, Alemania y Noruega, también contribuye a que las redes puedan gestionar la intermitencia aparejada a algunas energías renovables, por ejemplo, cuando no hace viento o sol y no hay corriente.

HVDC es una tecnología clave para allanar el camino de los vehículos eléctricos y la movilidad sostenible. Al generarse más electricidad a partir de fuentes de energías renovables y poderse transportar a cientos o miles de kilómetros sin apenas pérdidas a través de líneas HVDC, el vehículo que cargamos en casa no será responsable de ninguna emisión de carbono. Será posible abastecer electricidad totalmente limpia desde el punto de producción hasta el de consumo.

Esto se extenderá cada vez más a zonas donde las infraestructuras energéticas sean relativamente más deficientes, no solo a los países desarrollados. La tecnología HVDC Light puede servir de apoyo a redes menos robustas y tiene la rapidez suficiente para estabilizar flujos irregulares de electricidad compensando rápidamente las fluctuaciones eléctricas. ABB conoce bien el revolucionario potencial de esta nueva tecnología y sigue innovando en este campo tan prometedor.

Un enfoque aún más potente de ABB

Además de la transmisión HVDC existe otra tecnología alternativa más potente: la corriente continua de ultra alta tensión o UHVDC. Actualmente ABB suministra e instala la tecnología UHVDC de unos inauditos 1.100 kV en China, que tiene la mayor proporción de vehículos eléctricos del mundo.

Los sistemas UHVDC que funcionan a más de 1.100 kV permiten a China transportar enormes recursos energéticos de sus regiones del oeste y noroeste hasta los grandes centros de consumo ubicados principalmente en el este. Por ejemplo, la tecnología UHVDC de ABB permitió establecer una nueva conexión eléctrica de más de 3000 km de extensión, desde la región de Xinjiang hasta la provincia oriental de Anhui, sin apenas pérdidas.

Tecnológicamente, los equipos sentaron nuevas pautas: su capacidad de hasta 12.000 MW equivale a 12 grandes centrales eléctricas. Una vez acabada, la línea UHVDC Changji-Guquan suministrará a ciudades chinas casi tanta electricidad como el consumo total de Argentina. Además, esta nueva tecnología ayudará a China y a otros países a aprovechar mejor sus fuentes de energías renovables.

Sumado a las tecnologías HVDC y UHVDC, ABB también encabeza el desarrollo de tecnologías de carga rápida y ultrarrápida de vehículos eléctricos. Hay instaladas más de 6000 estaciones de carga de ABB en todo el mundo y muchas de ellas están conectadas a electricidad generada con fuentes de energías renovables. ABB está trabajando con responsables de transporte de todo el mundo con el fin de establecer infraestructuras para vehículos eléctricos, instalando redes de carga rápida para vehículos y autobuses eléctricos y soluciones de electrificación para buques y ferrocarriles.

Avances tecnológicos como estos permiten mover el mundo sin agotar la Tierra. La sólida colaboración entre el sector público y el privado permite combinar los vehículos eléctricos con la producción de energías renovables y unirlos mediante redes inteligentes. Cuanto antes lo hagamos posible, mayores beneficios nos brindará a todos.

Schneider Electric aconseja buenas prácticas para la calidad de la energía

En el mundo de hoy, un usuario final de una instalación eléctrica está expuesto a un alto número de problemas sobre la calidad energética. El 80% de estas perturbaciones son generadas por los equipos instalados en la propiedad de los usuarios.

Los problemas de la calidad energética son una de las mayores causas de paradas no programada, fallos intempestivos, averías en equipos, sobre consumos y accidentes de personas. De hecho, en la actualidad, entre el 30% y el 40% de los fallos intempestivos están relacionados con los problemas de calidad energética, y los problemas, como las bajadas de tensión y los parpadeos (*flickers*), se incrementan cada año. En cualquier instalación, grande o pequeña, es preocupante tener paradas no programadas, averías o mal funcionamiento en los equipos y daños humanos debidos a su impacto en la productividad/operatividad, en seguridad y en lo financiero. Pero la principal preocupación para los gestores de las instalaciones es localizar la fuente del problema para empezar a mitigarlo, este proceso es la parte más difícil para resolver los desafíos sobre la calidad energética.

En la actualidad, un usuario final de una instalación eléctrica está expuesto a un alto número de problemas sobre la calidad energética. El ochenta por ciento de estas perturbaciones son generadas por los equipos instalados en la propiedad de los usuarios. En una instalación industrial la contaminación de la red viene probablemente causada por cargas no lineales, como soldadores de arco o arranques de grandes motores. En un edificio comercial, el equipamiento electrónico como los ordenadores, impresoras y servidores, pueden afectar la calidad de la energía. El otro 20% de los problemas de la calidad de la energía proviene del proveedor de energía, incluso los sistemas de distribución y de transmisión más avanzados no pueden

garantizar el 100% de la disponibilidad de la energía. Incluso asegurando un 99,99% de la disponibilidad, el equivalente en tiempo de interrupciones durante el año sube a 52 minutos, algo que las organizaciones no pueden permitirse, especialmente las instalaciones de infraestructuras críticas.

Debido a las nuevas tendencias de digitalización de instalaciones eléctricas y al auge del IoT, las instalaciones están creciendo considerablemente en equipamiento electrónico. Estos nuevos dispositivos consumen más energía, son generadores de contaminación en la red eléctrica a la par que susceptibles a las perturbaciones. Por tanto, existen más focos de problemas a controlar.

Los gestores de instalaciones se enfrentan a un complicado reto a la hora de mejorar o mitigar problemas relacionados con la calidad de la energía, a causa de una falta de comprensión en esa materia. Pero con el conocimiento adecuado sobre la manera de articular los aspectos críticos, como los de la medición, la monitorización, la documentación, los informes, el análisis y la aplicación de medidas correctivas y preventivas, los Facility Managers dispondrán de las herramientas necesarias para afrontar exitosamente las mejoras en sus instalaciones.

Entender la gestión de la calidad energética

El primer paso para entender la gestión de la calidad energética es comprender las características de lo que se considera una buena calidad de energía. En un sistema trifásico ideal, los voltajes se encuentran en magnitudes y frecuencias estables y normales, equilibradas y con una perfecta forma de onda sinusoidal. Cualquier perturbación que afecte este escenario ideal está clasificada como un problema de calidad energética. Hay una gran variedad de perturbaciones como los huecos/puntas de tensión, los armónicos y los transitorios, entre otros. Todos ellos pueden conllevar a consecuencias negativas, como apagones, daños en los dispositivos, fallos, sobrecalentamiento, rendimiento deteriorado y reducción de la vida del equipo.

Afortunadamente existen una gran variedad de soluciones para abordar estos desafíos, como establecer un plan de gestión de la calidad de la energía sistemático y sostenible dentro del entorno operacional de un edificio. Los administradores de las instalaciones deben empezar desarrollando las políticas de la calidad de la energía, así como las bases, el planning y el proceso de seguimiento. Un paso fundamental para reconducir los problemas de calidad de energía es medir —después de todo, no se puede controlar lo que no se mide—. Medir puede ser usado para detectar y entender los problemas de la calidad energética, pero también para verificar que la acción implementada está funcionando. El análisis de los datos de calidad energético requiere un conocimiento técnico sobre la materia, pero también cabe la posibilidad de disponer de un software de control de calidad de la energía.

Cada instalación tiene sus problemas específicos de calidad energética según las cargas instaladas, el equipo y la calidad de la energía suministrada. De todas

maneras, los administradores de las instalaciones deberían centrar el foco en la energía suministrada de los siguientes problemas comunes de calidad:

- Armónicos.
- El factor de potencia.
- Huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones.
- Transitorios.
- Desequilibrio (especialmente en aplicaciones con motores).

La medición puede hacerse durante un período corto o durante una base más permanente durante largos períodos. Depende del tipo de perturbación que se quiere monitorizar o de la afectación que tenga.

Estrategias para el análisis de la calidad energética

Un sistema temporal de monitorización sobre la calidad energética permite detectar los problemas que ocurran en un régimen estable. Este enfoque se utiliza para investigar problemas específicos en ciertos equipos o en instalaciones en particular. De todas maneras, debido a su naturaleza temporal, este tipo de sistema de monitorización no será capaz de proporcionar una solución de mejora continua.



Profesionales & consultores



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

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



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

Una monitorización permanente de calidad energética de un sistema detecta y graba todos los eventos de calidad energética continuamente, mediante la captura y la visualización de los datos en tiempo real. Una instalación con este tipo de sistema requiere mantenimiento, pero los beneficios son significativos. También puede proporcionar una medición continua que a su vez mejorará la calidad energética del sistema y logrará resultados sostenibles.

Para realizar mediciones sobre la calidad energética el sistema debe estar equipado con analizadores de redes. Estos dispositivos deben ser capaces de capturar y grabar a corto plazo eventos de calidad, registrar las señales de onda, a la vez que proporcionar una monitorización continua de perturbaciones y evaluar los datos según diferentes normas de calidad energética.

Los analizadores de redes generalmente tienen un mayor costo que los medidores de energía básicos, por eso deben colocarse en lugares estratégicos dentro de una instalación eléctrica o en cargas delicadas.

Además, una de las claves para la mejora continua de la calidad de la energía y el estado de los sistemas de la energía es recopilar y conectar la información de todas las fuentes disponibles en un solo sistema para proporcionar las herramientas que evalúen, analicen, informen y emitan alertas sobre los problemas de calidad energética.

La mayoría de los ingenieros eléctricos y de mantenimiento en una instalación no son expertos en la calidad energética y pueden tener dificultades para analizar e interpretar los datos obtenidos de los analizadores de redes. Incluso teniendo los conocimientos necesarios en la materia, el tratamiento y la representación de la información de una forma entendible para todos los públicos es complicado. Para poder solventar este hándicap, están disponibles sistemas de monitorización de la calidad energética que proporcionen datos significativos y apropiados automáticamente a través de tableros de mando, gráficos o informes donde se muestran las diferentes perturbaciones con alto valor añadido,

Este tipo de arquitectura de información y ecosistemas que combina hardware y softwares permite a los ingenieros evaluar las condiciones de operaciones de las instalaciones eléctricas y detectar si el origen de los problemas de calidad eléctrica está en el suministro de energía o es consecuencia de un mal funcionamiento de un dispositivo. Este análisis, a menudo, puede ayudar a poner un precio a esos eventos relacionados con la calidad energética y mostrar la raíz de los problemas.

Conclusión

A pesar de que la calidad energética es un problema que afecta a la mayoría de las instalaciones, no existen estándares, recomendaciones o directrices sobre cómo implementar la corrección, la gestión o la mejora continua de la calidad energética en una red eléctrica. Es importante que los gerentes de las instalaciones recuerden los tres pasos fundamentales para la gestión de la calidad energética:

1. Medición y monitoreo

2. Interpretación de los resultados y análisis
3. Acciones correctivas y preventivas

Estos pasos deben ser reiterativos y proporcionar un marco que permita a los administradores de las instalaciones participar en la mejora de la calidad energética. Al implementar un plan para identificar y corregir los problemas de calidad energética, los *facility managers* podrán ahorrar dinero en consumo y mantenimiento, mejorando la disponibilidad y la vida útil y reduciendo los consumos energéticos.

Reconocimiento para Genelba

La Central Termoeléctrica Genelba fue distinguida con el premio a la "Transmisión de Tecnología" otorgado por el Electric Power Research Institute (EPRI). Según este reconocido instituto del sector, la central de Pampa Energía, ubicada en la localidad de Marcos Paz, diseñó e implementó con éxito un programa para establecer y mantener la capacitación con simuladores para operadores de planta y otro personal, y de esta forma proporcionó las mejores prácticas de la industria.

Los Premios de Transferencia de Tecnología EPRI destacan el valor de la investigación colaborativa para el sector eléctrico y son prestigiosos dentro de la actividad porque reconocen a las empresas líderes e innovadoras que han aplicado la investigación EPRI para producir resultados significativos.

Los ganadores de los premios han demostrado una aplicación excepcional de investigación y tecnología EPRI para resolver un problema de importancia, han impulsado el progreso en el sector de la electricidad y han proporcionado beneficios significativos para sus grupos de interés y para la sociedad.

EPRI, organización independiente y sin fines de lucro, reúne a sus científicos e ingenieros, así como a expertos de la academia y la industria para ayudar a enfrentar los desafíos de la electricidad, incluida la confiabilidad, la eficiencia, la asequibilidad, la salud, la seguridad y el medio ambiente.

Dow abre la convocatoria para la edición 30 de los Premios a la Innovación en Empaques 2018

The Dow Chemical Company (Dow) anuncia con orgullo la convocatoria de candidatos a la edición 30 de los Premios a la Innovación en Empaques 2018, programa mundialmente reconocido como líder de la industria e integrado por un jurado independiente. Las inscripciones podrán realizarse hasta el 12 de abril de 2018. Los formularios y la información necesarias están disponibles en www.DowPackagingAwards.com

La edición 30 de los Premios a la Innovación en Empaques 2018 es una continuación del Premio DuPont a la Innovación en Empaques (otorgado por primera vez en 1986) y, en la actualidad, es el premio más antiguo de la industria elegido por un jurado independiente. Dow mantiene la tradición de formar un panel independiente de jueces, compuesto por especialistas internacionales en empaques provenientes de diversas disciplinas, para brindar a los premios una perspectiva global de diseño, ingeniería, negocios, convertidores y del sector académico.

“En su año 30, los Premios a la Innovación en Empaques celebran la innovación y colaboración en empaques a través de toda la cadena de valor”, afirma Diego Donoso, presidente del negocio de Empaques y Plásticos de Especialidad de Dow. “Los premios reconocen a las compañías que promueven el avance tecnológico, mejoran las experiencias de productos de los clientes y demuestran un empaque responsable, y los productos ganadores demuestran el poder que tienen de cambiar vidas”.

Las inscripciones son gratuitas y los candidatos no están obligados a utilizar materiales de Dow o DuPont en los productos presentados. Al igual que en años anteriores, todos los productos que compitan deben estar disponibles comercialmente al momento de la inscripción al premio. Este año, los candidatos podrán utilizar un proceso de inscripción más ágil, con un formulario online simplificado para completar, enviar y realizar el seguimiento de las inscripciones, además de permitir cargar imágenes y videos.

Campaña de seguridad de Gas Natural Fenosa para prevenir fraudes

En el marco de su campaña de seguridad y con la intención de detectar, prevenir y eliminar fraudes, Gas Natural Fenosa lanzó una campaña para recordar a los usuarios que las redes de gas de la distribuidora y los medidores solo pueden ser manipulados por personal autorizado por la compañía.

Así por diversos medios se ocupó de difundir que alterar las instalaciones de gas de la distribuidora y/o adulterar o de cualquier otra forma afectar un medidor, puede constituir un delito y representa también un potencial riesgo tanto para la seguridad de las personas como de sus bienes materiales. Por ello, Gas Natural Fenosa desea concientizar a los vecinos de su área de distribución sobre los riesgos que conlleva este tipo de acciones, solicitando que, en caso de tomar conocimiento de los mismos, sean informados de forma anónima al 0810-333-6862 o vía mail a denuncias@gasnaturalfenosa.com.

Este tipo de avisos nos ayuda a prevenir accidentes que ponen en riesgo la seguridad de los vecinos.

Desde 1992 Gas Natural Fenosa brinda su servicio de distribución de gas natural por redes en 30 partidos del norte y oeste del Conurbano bonaerense. Es la



Por tu seguridad

Las redes de gas de la distribuidora y los medidores solo pueden ser manipulados por personal autorizado por la compañía

Alterar las instalaciones de gas de la distribuidora y/o adulterar o de cualquier otra forma afectar un medidor, además de constituir un delito, representa también un potencial riesgo tanto para la seguridad de las personas como de sus bienes materiales.

Denuncie manipulaciones indebidas de instalaciones y adulteraciones de medidores a denuncias@gasnaturalfenosa.com llamando al 0810 333 6862

gasNatural
fenosa

segunda distribuidora de gas de la República Argentina por volumen de ventas, con más de 1.596.701 de clientes residenciales, 52.253 de comerciales y 1.265 de industriales, 400 estaciones de GNC y 3 subdistribuidoras. Así la extensión de las redes de gas natural asciende a 25.900 km.

Para más información llamar al 0810-333-46226 o visitar www.gasnaturalfenosa.com.ar

También se puede seguir por sus redes sociales: Facebook: www.facebook.com/gasnaturalfenosaargentina

Twitter: @GNF_ar

Instagram: Gasnaturalfenosa_ar

Siemens suministrará el tren de compresión del proyecto Johan Castberg FPSO

Siemens fue seleccionado para diseñar, fabricar y poner en servicio el tren de compresión SGT-750 impulsado por turbina de gas para el buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) de Statoil ubicado en el yacimiento petrolífero Johan Castberg en el mar de Barents. El proyecto representa la primera aplicación offshore para la turbina de gas SGT-750. La entrega del equipo se anticipa a mediados de 2019 con el primer petróleo planificado para 2022.

El equipo incluye una turbina de gas SGT-750 de 41 MW que impulsará dos compresores DATUM que funcionan en una disposición en tándem. Los compresores DATUM, conocidos por sus altas eficiencias, reinyectarán gas para presurizar el depósito de aceite. Siemens también suministrará una unidad de recuperación de calor residual para recuperar el calor de escape de la turbina de gas que se distribuirá como líquido calentado para evitar la acumulación de hielo en las superficies clave de la superestructura.

Al igual que otros en la industria del petróleo y el gas de hoy, Statoil continúa buscando soluciones que le permitan al gigante petrolero optimizar la producción a la vez que minimiza los impactos ambientales. La turbina de gas SGT-750 permite largos intervalos de mantenimiento, lo que aumenta el tiempo de actividad y la rentabilidad de la producción, a la vez que impulsa los compresores DATUM sin una velocidad cada vez mayor. Estos atributos, combinados con las altas eficiencias de la turbina SGT-750 y el compresor DATUM, reducen las emisiones totales de CO₂ y ofrecen el menor costo total de propiedad.

“Este contrato, incluido como parte de nuestro Acuerdo marco, ejemplifica la confianza que Statoil continúa depositando en nosotros debido a nuestro historial comprobado de equipos altamente eficientes y de bajas emisiones para instalaciones de producción costa afuera”, dijo Matthew Chinn, Vicepresidente Ejecutivo de la Dresser-Rand business Nuevas soluciones de equipos. “El rendimiento del equipo de misión crítica para este proyecto no solo reduce el costo total de propiedad, sino que también ofrece largos intervalos de mantenimiento, lo que a su vez reduce los costos de mantenimiento y aumenta el tiempo de actividad de producción”.

Para obtener más información sobre la turbina de gas SGT-750 consulte: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt-750.html#!/>

Para obtener más información sobre los compresores DATUM consulte: <http://www.dresser-rand.com/products-solutions/centrifugal-compressors/>

Dow integra cartera de siliconas de Dow Corning bajo la marca DOWSIL™

Los productos que componen la cartera de siliconas con la marca Dow Corning® llevarán el nombre DOWSIL™ a partir de este mes. Este cambio no altera las descripciones que actualmente forman parte del nombre de los productos. Mantienen las formulaciones originales y su alto nivel de desempeño. Esta modificación impacta las carteras de productos destinados a los segmentos de cuidado personal y del hogar, construcción e infraestructura, empaques, agronegocio, transporte e industrial.

Los productos de la marca DOWSIL™ darán continuidad al legado de Dow Corning, ayudando a mantener la ventaja competitiva con una amplia variedad de innovaciones. Sus productos con tecnologías a base de silicona contribuyen a resolver los desafíos de diversos mercados y mejorar la vida de los consumidores, alineando experiencia y conocimiento técnico.

Soluciones para el consumidor: la silicona en el nuevo sitio web de Dow

A partir de este mes, además, los clientes dispondrán de una experiencia de compras y búsqueda online

más simple y agradable, gracias al nuevo sitio web que reemplazará la actual plataforma dowcorning.com. Para orientarlos durante la transición, Dow creó un centro de informaciones sobre la integración —dowcorning.com/integration— que será continuamente actualizado. Dicho centro contiene novedades sobre la implantación, material sobre las actividades de integración y preguntas frecuentes, además de una herramienta para la generación del certificado de equivalencia química para productos específicos.

La lista de soluciones con los nombres actualizados se halla disponible en el centro de informaciones de Dow Corning, nuestros representantes de ventas están preparados para aclarar cualquier duda.

Histórico

El 1 de junio de 2016 Dow Corning se convirtió en una subsidiaria integral de The Dow Chemical Company, una integración que combinó los puntos fuertes y complementarios de personas, tecnología y soluciones de cada empresa para continuar desarrollando esfuerzos de innovación que atiendan a las necesidades de los consumidores en todo el mundo.

La integración reunió dos líderes de la industria con 73 años de historia compartida, proporcionando mayor oferta de productos en varios negocios y más canales para atender al mercado.

Arpel lanza dos nuevas publicaciones sobre Cambio Climático e industria de los hidrocarburos

Arpel, la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe, lanza dos nuevas publicaciones imprescindibles para la industria.

“Riesgos climáticos y adaptación: retos y oportunidades en el sector petróleo y gas”: este informe, desarrollado por ARPEL, reúne las principales temáticas abordadas durante el Taller “Riesgos climáticos y adaptación: retos y oportunidades en el sector petróleo y gas”, realizado en la Torre YPF, Buenos Aires, Argentina. El Taller tuvo como objetivo compartir información y herramientas de apoyo a la adaptación al cambio climático y gestión de los riesgos del clima en la industria de petróleo y gas. Como se expresa en el documento, las empresas del sector están incorporando los riesgos climáticos en sus matrices de evaluación; sin embargo, aún son muchos los desafíos en materia de adaptación al cambio climático. Asimismo, en el informe se citan algunos ejemplos de los principales impactos que afectan al sector en los países de la región.

Por su parte, el Informe Ejecutivo “Cumbre 23° de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático” fue realizado por el Grupo de Trabajo de Cambio Climático de ARPEL durante la conferencia,

llevada a cabo en noviembre de 2017 en Bonn, cuando Alemania tuvo como principal objetivo avanzar en las definiciones pendientes para la implementación del Acuerdo de París respecto a los siguientes aspectos: marco de transparencia; marco tecnológico; inventario global de emisiones de gases de efecto invernadero y enfoques cooperativos. A lo largo de este año, los países que ratificaron el Acuerdo participarán en un diálogo abierto para revisar las acciones que están tomando.

Ambos documentos pueden descargarse gratuitamente en los idiomas español e inglés desde su sitio web arpel.org

ExxonMobil nombrado Explorador 2017 por el Consejo Mundial del Petróleo y Gas

ExxonMobil fue nombrado Explorador de 2017 por el Consejo Mundial del Petróleo y el Gas, en reconocimiento "a la excelencia y la innovación en la industria energética mundial". "Este premio es un reconocimiento a los esfuerzos exitosos de ExxonMobil para fortalecer nuestra cartera accediendo y descubriendo recursos de la más alta calidad", dijo Steve Greenlee, Presidente de ExxonMobil Exploration Company. "Este reconocimiento no sería posible sin la dedicación de nuestros empleados y su compromiso diario con la seguridad y la excelencia operativa en cada etapa de la exploración", añadió Greenlee.

Durante 2017, ExxonMobil anunció una serie de descubrimientos, adquisiciones y otras actividades en varios países, incluidos Brasil, Chipre, Guinea Ecuatorial, Guyana, Mauritania, Papúa Nueva Guinea y Surinam. Se realizó una importante actividad de exploración costa afuera de Guyana, donde ExxonMobil anunció cuatro descubrimientos en 2017 en Payara, Liza Deep, Snoek y Turbot. Estos cuatro descubrimientos se agregaron al descubrimiento anterior de Liza, realizado en 2015. Mike Cousins, Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil Exploration Company, recibió el premio en nombre de ExxonMobil en una cena de gala en Londres en diciembre. Estuvo acompañado por varios representantes de la compañía, incluido Kerry Moreland, gerente de exploración de la cuenca Guyana. "Guyana se ha convertido en un área de exploración emocionante, donde hemos demostrado constantemente nuestra capacidad técnica de exploración y operaciones en aguas profundas", dijo Moreland.

Otros aspectos destacados de la exploración de ExxonMobil a lo largo del año incluyen:

- Brasil: en septiembre y octubre, la empresa agregó 14 bloques que comprenden más de 1,25 millones de acres netos en el exterior de Brasil a través de rondas de licitaciones y acuerdos de adquisición de tierras, lo que eleva su superficie total en el país a más de 1,4 millones de acres netos. Estos incluyen un acuerdo para comprar la mitad del interés

de Statoil en un bloque costa afuera que contiene el campo Carcara, que se estima contiene un recurso recuperable de dos mil millones de barriles de petróleo. En diciembre, ExxonMobil firmó un memorando de entendimiento con Petrobras para identificar y evaluar conjuntamente oportunidades comerciales potenciales.

- Chipre: en abril, la compañía firmó un contrato de exploración y producción compartida para el bloque 10 costa afuera.
- Guinea Ecuatorial: en junio, ExxonMobil firmó un contrato de producción compartida con el gobierno de Guinea Ecuatorial para el bloque de aguas profundas EG-11.
- Malasia: en noviembre, ExxonMobil firmó contratos de producción compartida para acres en el área de Sabah, Malasia.
- Mauritania en diciembre, ExxonMobil firmó contratos de producción compartida para tres bloques costa afuera: C22, C17 y C14.
- Papúa Nueva Guinea. en junio, ExxonMobil anunció resultados positivos en las pruebas de pozos de producción del pozo lateral 3 de Muruk-1. ExxonMobil también perforó el pozo P'nyang South-2, que confirmó con éxito una extensión del descubrimiento P'nyang anterior. En Papúa Nueva Guinea, ExxonMobil adquirió 5,7 millones de acres netos adicionales de superficie potencial, costa adentro y costa afuera.
- Surinam: en julio, ExxonMobil firmó un contrato de producción compartida para el Bloque 59 costa afuera de Surinam, en la cuenca Guyana-Surinam.
- Estados Unidos-Golfo de México: en marzo y agosto, ExxonMobil recibió 25 bloques en las ventas de leasing en los Estados Unidos en el Golfo de México.

TGN sigue celebrando sus 25 años

Transportadora de Gas del Sur S. A. cumplió 25 años de trayectoria con una amplia experiencia en el mercado de gas natural en la Argentina, que afianzan su liderazgo como proveedor de productos y servicios en toda la cadena de valor, tanto en el nivel local como en el regional. Es la transportadora de gas natural más grande del país, con 32 plantas compresoras y 11 bases de mantenimiento distribuidas en la Patagonia Argentina.

En Bahía Blanca posee uno de los complejos de procesamiento de gas natural y almacenaje de sus productos derivados más importante del país. También brinda servicios midstream y se encuentra presente en el mercado mayorista de las telecomunicaciones a través de Telcosur.

Tiene una capacidad de transporte de gas de 81 millones de metros cúbicos por día. En estos 25 años se incorporaron 426.160 HP, con una potencia instalada total de 780.100 HP. En este proceso de crecimiento, se incorporaron 2.635 km de gasoducto, y opera actual-

mente uno de los sistemas más extensos de América latina con un total de 9.183 km.

TGS proyecta una inversión en el período 2017/2021 de USD390 millones para el servicio público de transporte de gas natural, que sumado a las inversiones para todos los negocios de la compañía ascienden a un total de USD580 millones, que tienen por objetivo integrar toda la cadena del gas a sus clientes, acompañando el crecimiento del mercado local y la necesidad de integración regional.

En TGS se aplican los más altos estándares internacionales sobre cuidado del medio ambiente y seguridad. La empresa contribuye con el desarrollo humano y profesional de sus colaboradores brindando las mejores condiciones laborales, que incluyen capacitación permanente, cuidado de la salud y un programa de beneficios que alcanza a su familia.

Recientemente, publicó su 6° Reporte de Sustentabilidad con indicadores del Global Reporting Initiative (GRI) y a los principios del Pacto Global de la ONU, a través de un exhaustivo análisis de materialidad en diálogo con sus partes interesadas.

TGS no solo transporta gas, sino calidad de vida y energía para el desarrollo del país.

En la 13° edición de los Premios Fortuna TGS fue galardonada con el Premio Fortuna a la Mejor Empresa en el rubro Energía.

Este importante reconocimiento surge del ranking que la revista realiza todos los años, en el que se evalúan los distintos factores que impactan en el rendimiento de la actividad empresarial, detallados en los balances anuales de las compañías.

Este logro reafirma a TGS en su camino y en la certeza de cumplir su mayor desafío: ser un actor principal en la recuperación del sector energético que impulse el desarrollo de la Argentina y, para alcanzarlo, está invirtiendo más de \$7.000 millones.

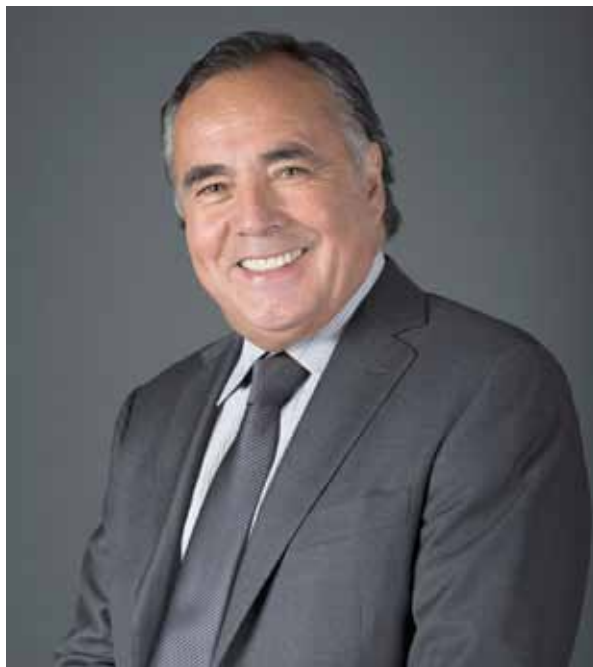
Durante 2017 se realizaron nuevas jornadas del Programa de Prevención de Daños en Escuelas Públicas y Asociaciones de Bomberos Voluntarios.

En las Escuela N° 22 de Bahía Blanca y N° 195 de Neuquén se realizaron talleres dirigidos a alumnos y docentes de las instituciones. El objetivo del Programa de Prevención de Daños es dar a conocer las medidas de seguridad que deben observarse a partir de la presencia de carteles que indican la cercanía de gasoductos de alta presión, como no prender fuego y no excavar, entre otros. Esto le permite a alumnos y docentes ser transmisores de consejos de seguridad en zonas cercanas a gasoductos y del uso del teléfono de Prevención de Daños 0800-999-8989.

En el taller dictado para los Bomberos Voluntarios de Pilar se focalizó en la prevención de accidentes en gasoductos y en el manejo de crisis. En 2016, se había realizado una primera capacitación a este cuerpo de bomberos, en la que participaron más de 50 integrantes de la fuerza. En esta última oportunidad asistieron nuevos integrantes del cuartel que no pudieron participar en la capacitación anterior y también aquellos interesados en reforzar y actualizar conocimientos.

Eduardo Tapia, nuevo Gerente General de Enap Sipetrol

Desde el 15 de febrero, Eduardo Tapia Alvayay es el nuevo gerente general en Enap Sipetrol Argentina, en reemplazo de Martín Cittadini, quien dejó el cargo para asumir un nuevo desafío profesional. Eduardo Tapia, que actualmente y desde hace nueve años se desempeña como Gerente General de ENAP Sipepec en Ecuador, ha obtenido en dicho cargo importantes logros en materia de seguridad y desempeño productivo.



Ingeniero en Ejecución Química con Mención en Petróleo y Petroquímico por la Universidad Técnica del Estado de Chile, posee un MBA en Medioambiente de IDE-CESEM de España. Ingresó a ENAP en 1974 y tiene una amplia trayectoria profesional, que inició en el área Magallanes de Chile, donde ocupó diversas posiciones en los sectores de Operaciones, Transporte Marítimo, Servicios y Perforaciones de dicha filial.

Siemens premiada por sus sobresalientes avances tecnológicos en impresión 3D

La compañía Siemens fue reconocida por la Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos (ASME) por la impresión 3D de álabes de turbinas de gas.

Después de un exhaustivo análisis, ASME seleccionó tecnologías ascendentes de cinco áreas de enfoque: fabricación avanzada, automatización y robótica, bioingeniería, energía limpia y tecnología de presión. El objetivo fue reconocer ejemplos sobresalientes de nuevos productos y procesos que han salido de la etapa de desarrollo y están preparados para dar nueva forma a las industrias en las que compiten.

“La fabricación aditiva es uno de los principales pilares en nuestra estrategia de digitalización. Con nuestro know-how combinado en impresión 3D, seguiremos impulsando el desarrollo tecnológico y la aplicación en este campo”, comentó Christoph Haberland, asesor clave y experto en fabricación aditiva, miembro del equipo Siemens.

En 2017, Siemens logró un gran avance al finalizar sus primeras pruebas de álabes de turbina de gas completamente producidos utilizando la tecnología de Fabricación Aditiva (AM). Los componentes fueron probados exitosamente a velocidad de 13.000 rpm y temperaturas más allá de 1250 °C.

“El álabe de turbina impreso en 3D coloca a Siemens a la vanguardia de una tendencia tecnológica que está impulsando una revolución global en el diseño y producción de productos”, dijo Charla Wise, Presidente de la Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos (ASME).

La fabricación aditiva tiene el potencial de convertirse en una tecnología clave en la producción de componentes de turbinas de gas. Siemens ha estado invirtiendo en esta tecnología innovadora desde sus inicios y ahora está impulsando la industrialización y comercialización de estos procesos. Además de los álabes de turbinas premiados, Siemens está utilizando esta innovadora tecnología para producir otros componentes, como puntas, boquillas y cabezas de los quemadores de las turbinas.

Total promueve el uso racional del gas en casa

Con una original propuesta digital, la cocinera argentina ganadora de la primera edición de “Masterchef”, Elba Rodríguez, presenta junto a Total la campaña “Cocinando con Elba: fácil, rico y TOTAL”. Se trata de cinco micros gastronómicos con recetas simples y nutritivas para una cocina práctica orientada a usuarios de garrafas de GLP.

Elba Rodríguez, ganadora del reconocido certamen de cocina “Masterchef”, diseñó un programa de 10 recetas que se presentarán en las redes sociales de la marca a partir de diciembre de 2017, con platos a medida y recomendaciones para optimizar el uso del gas para cocinar.

Con una marcada sensibilidad social, Elba creó junto a Total 10 recetas de cocina simple, abundante, y de fácil elaboración orientada a los usuarios de garrafas. El programa promueve, entre otras cosas, el uso eficiente de GLP en las casas, apuntando específicamente al consumo de gas en las cocinas, incorporando en cada edición tips de cocina y recomendaciones específicas para sacar el mayor provecho del uso de las garrafas.

Además, Total lanzó recientemente su sitio de e-commerce www.total-gas.com.ar, destinado a la comercialización de sus productos de GLP de forma fácil y online. La marca es el segundo actor en el mercado local en comercializar gas licuado de petróleo y cubre



las regiones del norte y del centro del país abasteciendo a los usuarios de gas envasado, con garrafas de 10 kg y 45 kg, y gas a granel para los hogares.

La producción de los contenidos fue realizada íntegramente en el comedor de la Parroquia Nuestra Señora de La Cava, ubicada en el municipio de San Isidro, donde Total donó un año de garrafas enmarcado bajo su programa de desarrollo sostenible y responsabilidad social empresaria.

TOTAL Eren financia el proyecto eólico Vientos Los Hércules

Total Eren anunció recientemente que financiará el proyecto eólico “Vientos Los Hércules”, de 97,2 MW, situado en el sur de la Argentina. La deuda senior sin recurso fue estructurada por KfW IPEX-Bank. El proyecto Vientos Los Hércules fue uno de los 12 proyectos ganadores en octubre de 2016 tras la primera fase del programa RenovAr del gobierno argentino.

El proyecto firmó un contrato de venta de electricidad (PPA por su sigla en inglés) con CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) a finales de enero de 2017.

Esta licitación fue iniciada por el gobierno argentino en mayo de 2016 con el fin de diversificar el suministro eléctrico del país y, al mismo tiempo, reducir los gastos de la producción energética. El proyecto será financiado por un préstamo con recurso limitado por 16 años que combina una línea de crédito a la exportación estructurado por KfW IPEX-Bank, garantizada por Euler Hermes a través de un seguro de crédito a la exportación que cubre los riesgos políticos y comerciales, y una línea de crédito paralela por 15 años concedida por el organismo de financiación al desarrollo de Alemania (DEG) y el banco de desarrollo holandés Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden (FMO). Fabienne Demol, Vicepresidenta Ejecutiva y responsable mundial del desarrollo de Total Eren, comentó acerca del anuncio: “Cerrar la financiación de este proyecto de energía renovable, que constituye una inversión tan considerable en la Argentina, es un logro del cual podemos estar orgullosos. Gracias a la creatividad y a la confianza de nuestros socios financiadores y al persistente trabajo realizado por nuestro equipo, fuimos capaces

de estructurar la financiación del proyecto sin recurso a los inversores. Además, es la primera financiación de este tipo que se formaliza desde hace mucho tiempo en la Argentina.

La exitosa financiación de Vientos Los Hércules es un hito importante para nosotros, ya que es nuestra primera planta eólica a gran escala tanto en la Argentina como en Latinoamérica, una región cuyo potencial es tremendo y en la cual confiamos desde hace ya varios años". Thomas Brehler, Responsable mundial de Energía, Renovables y Agua en KfW IPEX-Bank, apuntó: "Argentina se ha convertido en uno de los mercados de crecimiento más importantes del mundo para los fabricantes europeos de aerogeneradores. Apoyar a los exportadores e inversores europeos en proyectos de energías limpias constituye un elemento esencial de nuestra estrategia. Nos sentimos muy orgullosos de que Total Eren ha confiado en nuestra experiencia en la industria eólica y en los créditos a la exportación para esta operación pionera".

Por su parte, Thomas Gau, Vicepresidente de DEG, afirmó: "La financiación de este proyecto de energía renovable, en el cual se instalarán equipos alemanes y que constituye uno de los primeros que se realizan en la Argentina desde hace mucho tiempo, encaja perfectamente en la estrategia de DEG. Nos sentimos orgullosos de llevarlo a mano con Total Eren, un competente desarrollador de proyectos, y con nuestros socios financiadores KfW IPEX Bank y FMO. Contribuimos, de esta manera, a que la Argentina pueda explotar su enorme potencial de generación eólica". Robert Voskuilen, Director de Inversión de FMO, declaró: "FMO se alegra de formar parte del grupo de entidades financiadoras de Total Eren para este emblemático proyecto en la Argentina. Somos un complemento para Total Eren en una colaboración de éxito. El proyecto encaja en la estrategia de energías renovables en Latinoamérica de FMO que, por lo tanto, sigue contribuyendo al éxito continuo del programa RenovAr".

El contrato de ingeniería y construcción (EPC) se firmó con Senvion, en octubre de 2017, y la orden de inicio de obra se emitió a mediados de noviembre. Está previsto que este proyecto eólico de 97,2 MW, que generará alrededor de 400 GWh al año, entrará en funcionamiento durante el primer trimestre de 2019. Ubicado en la provincia argentina de Santa Cruz, el proyecto Vientos Los Hércules se sumará a otro proyecto solar fotovoltaico de 30 MW en construcción de Total Eren y a su proyecto eólico de 50 MW cuyo desarrollo está avanzado. Estos proyectos juntos suman cerca de 180 MW por todo el país.

PAE lanzó una nueva edición de su programa de Becas Universitarias y Tecnicaturas

Orientada a estudiantes de Chubut y Santa Cruz, la convocatoria está destinada a alumnos regulares de carreras vinculadas a la industria hidrocarburífera, a partir del segundo año y con buen nivel académico.

Pan American Energy (PAE) lanzó la convocatoria 2018 para su programa de Becas Universitarias y Tecnicaturas, destinado a estudiantes del Golfo San Jorge. La compañía lleva adelante esta iniciativa en un trabajo articulado con Fundación Cimientos, el Ministerio de Educación de Chubut y el Concejo Provincial de Educación de Santa Cruz.

Este programa tiene por objetivo facilitar la continuidad y la finalización de estudios universitarios y técnicos a aquellos alumnos que evidencien un buen nivel académico y que presenten dificultades económicas para afrontar los estudios.

Los jóvenes que deseen aplicar deben ingresar a www.pan-energy.com/comunidad y completar la ficha de inscripción hasta el 30 de marzo.



En Comodoro Rivadavia, el programa alcanza a la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB) con las siguientes carreras: Ingeniería en Petróleo, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería Industrial y Geología.

En tanto, en Santa Cruz norte, las becas están destinadas a las carreras de Ingeniería Electromecánica y la Tecnicatura en Petróleo que brinda la Universidad Nacional de la Patagonia Austral en sus sedes en Caleta Olivia y Pico Truncado.

“Con más de 16 años de vida, este programa nos desafía a estimular, desarrollar y acompañar a quienes serán protagonistas del futuro energético en nuestro país”, señaló Agustina Zenarruza, Líder de Responsabilidad Social Empresaria de PAE. Más de 160 estudiantes ya fueron becados desde el inicio de esta iniciativa y forman parte de la Comunidad de Becarios PAE.



ENAP unifica su marca en el nivel global



Con el objetivo de fortalecer y unificar su identidad en todos los lugares donde opera, ENAP inició un proceso de migración de marca en todos los países en donde posee activos. Así, desde ahora, la filial Argentina dejará de llamarse Enap Sipetrol para sumarse a la denominación global de ENAP.

Esta modificación busca dar respuesta a los cambios estratégicos que impulsan a la compañía hacia el futuro, apuntalando las definiciones que guían a ENAP en su crecimiento. Se trata de una expresión que apunta la identidad de la empresa como un actor clave en la integración y el desarrollo energético de la región.

En este sentido, durante 2016 y 2017, ENAP realizó un proceso colaborativo para redefinir su propósito: ser una empresa articuladora de soluciones energéticas. Este proyecto incluyó no solo la estandarización de la imagen, sino también la construcción participativa de un nuevo logo, símbolo que representa los desafíos actuales y futuros de la compañía.

Patagonia Shale Services obtiene patente en los Estados Unidos

Patagonia Shale Services, una nueva pyme de origen argentino que surgió como respuesta para impulsar el desarrollo de Vaca Muerta con productos y servicios de innovación y con proyección global, obtuvo patente en los Estados Unidos.

En efecto, desde hace cuatro años Patagonia Shale Services provee de revestimientos térmicos en Vaca Muerta, los cuales evitan la formación de depósitos de

parafinas en cañerías de las operadoras. Estos revestimientos a base de espuma de poliuretano rígido y protección exterior en PEHD son producidos *just in time* en su línea de última generación, instalada en Nueva Galia (provincia de San Luis).

Gracias a su expertise en revestimientos térmicos logró ser *technical advisor* de una de las tres empresas internacionales calificadas para hacer la obra por un consorcio internacional liderado por Total Energy. La obra es la más importante del mundo en este rubro y consiste en instalar revestimientos térmicos en 1500 km de tuberías de 24" de diámetro para el Proyecto EACOP (Uganda-Tanzania). Este importante plan se definirá en el curso de 2018.

Patagonia Shale Services está desarrollando además un sistema uniones de tuberías de acero que reemplaza el sistema tradicional de soldadura, PATSS LOCK™, el cual ha sido premiado por el Mincyt (Ministerio de Ciencia y Tecnología de Argentina) dentro del programa FONARSEC en 2017. Este reduce considerablemente los costos y los tiempos de instalación de tuberías de conducción de acero y se espera que esté en el mercado para finales de 2018.

Entre las otras líneas de productos que la empresa ha venido desarrollando, se destaca una familia de revestimientos internos INNER BOND™, con muy alta resistencia mecánica para tubos de acero, que además evita la corrosión y aumenta sustancialmente la vida útil de las cañerías. Estos revestimientos serán utilizados en *tubing* de producción y en ductos de conducción de gas y petróleo en Vaca Muerta, el Permian y otros campos de *shale oil* en los Estados Unidos. Su utilización es muy promisoriosa y está en etapa de implementación.

Hace dos años que Innerbond fue patentada y aprobada en el INPI en la Argentina y a partir de enero de 2018, la Oficina de la USPTO (*United States Patent & Trademark Office*) otorgó a la empresa la patente exclusiva para el país norteamericano; además, ha sido patentada en Canadá, Brasil y otros países de Europa. Podría implementarse en breve en Brasil.

Cursos de actualización 2018

ABRIL

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *E. Cortés*

Fecha: 10 al 11 de abril. Lugar: Neuquén

MAYO

ANÁLISIS NODAL AVANZADO Y USO HTA. PROSPER

Instructor: *S. Salvia*

Fecha: 7 al 10 de mayo. Lugar: Neuquén

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

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

Fecha: 29 de mayo al 1 de junio. Lugar: Buenos Aires

JUNIO

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

JULIO

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

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

Fecha: 2 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 3 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

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

EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 18 y 25 de julio. Lugar: Buenos Aires

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins y S. Toccaceli*

Fecha: 12 y 13 de julio. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky y A. Resio*

Fecha: 17 al 20 de julio. Lugar: Buenos Aires

INGENIERIA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 23 al 27 de julio. Lugar: Buenos Aires

AGOSTO

VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 6 y 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE CALIDAD DE PERFILES Y RESULTADOS DE LABORATORIO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 16 de agosto. Lugar: Buenos Aires

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

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 21 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

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

Fecha: 22 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

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

Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

SEPTIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

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

Fecha: 3 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CÁLCULO Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 10 al 13 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES EN INDUSTRIAS DE PROCESOS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 13 y 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

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

Instructor: *D. Miranda Rodríguez*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 2 y 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*

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

EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 18 y 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 22 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 30 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 30 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 –

Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

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

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

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

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 27 y 28 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERIA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

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

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 29 y 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE SHALE OIL Y SHALE GAS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos on line

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

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

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 DEL IAPG



Nuevas autoridades en el IAPG Seccional Cuyo

El 8 de marzo último, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas renovó autoridades en su Seccional Cuyo. En efecto, durante la reunión de Comisión Directiva del organismo asumieron el nuevo presidente de la Seccional, Ing. Vicente Berríos; y el nuevo vicepresidente, Ing. Daniel Fernández.

El nuevo titular de la Seccional, que nuclea a todas las empresas relacionadas a la industria del petróleo y del gas en la región, enumeró los ejes centrales que marcarán la agenda de trabajo de 2018. Entre las prioridades se destacan las tareas de capacitación y formación técnica, el cuidado de la seguridad en las operaciones, la vinculación con el ámbito académico, la elaboración y divulgación de información sobre los hidrocarburos y las acciones de sustentabilidad social, entre otros puntos.

El Ing. Berríos, quien actualmente se desempeña como Líder de Estudios de Recuperación Secundaria en YPF Regional Mendoza, asumió en reemplazo de Adolfo Sánchez, quien presidió el IAPG Seccional Cuyo durante los últimos tres años.



Por su parte, el Ing. Daniel Fernández es el decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo.

Participan activamente del IAPG Seccional Cuyo la Facultad de Ingeniería de la UNCuyo y representantes de las operadoras YPF S.A., Petrolera El Trébol, Meda-nito S.A. y Sinopec Argentina, entre otras; así como referentes de las empresas de servicios petroleros AESA, Nabors International Argentina, Emepa S.A., GE Oil & Gas Product, Baker Hughes, Flowserve S.A., Bolland & Cia S.A., Skanska S.A., San Antonio Internacional Inc., Schlumberger, AQS S.R.L., Consulpet S.A., Weatherford International Argentina, Macar S.R.L. y Telebit S.R.L. entre otras.

Ganadores en la 23° Olimpiada de Energía y Ambiente



A finales de 2017 se realizó la 23° Olimpiada de Energía y Ambiente, cuya principal premiación fue entregada durante el Almuerzo 13 de diciembre último.

La Olimpiada es un certamen que busca la participación y concientización de los más jóvenes en la complejidad de la obtención del poder energético y su necesario cuidado y ahorro, a partir de sus vidas cotidianas pero enmarcándolo luego en la realidad de su país y la del Ambiente del planeta.

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas instauró este certamen en 1994, y desde entonces lo ha llevado gratuitamente a los alumnos de establecimientos de educación secundaria de todo el país, tanto públicos como privados. En estas décadas han participado miles de alumnos de cientos de escuelas de todo el país, quienes se han capacitado en temas específicos de cuidado del ambiente, muchos de ellos directamente relaciona-





dos con la industria de los hidrocarburos, en temas de la energía en general y su uso eficiente y responsable, de esta manera tomaron contacto directo con la industria de los hidrocarburos.

Los principales objetivos de la olimpiada son los siguientes:

- Incentivar el estudio de los temas ambientales en los jóvenes.
- Incentivar el conocimiento de la importancia que tiene la energía para el desarrollo de nuestro país.
- Promover una conciencia social en torno del uso responsable y eficiente como una herramienta eficaz de preservación del ambiente.
- Contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área.
- Difundir la labor que realizan las empresas de la industria del petróleo y del gas por el desarrollo sustentable de nuestro país.
- Fomentar el espíritu de competencia como soporte de la superación personal.

Los ganadores de la 23° Olimpiada son:

1. Lucía Figueroa, del Instituto Nuestra Señora del Líbano (San Martín, provincia de Mendoza).
2. Ayrton Ocampo, del Colegio Químicos Argentinos (Mendoza Capital).
- 3.- Milenka Fedorczuk, de la Escuela de Minas "Dr. Horacio Carrillo" (San Salvador de Jujuy, provincia de Jujuy).

Se hizo una Mención Especial a Agustina Ortiz, del Colegio E.T.E.A. N° 119 (Godoy Cruz, provincia de Mendoza).

Los alumnos ubicados en los tres primeros lugares de las Olimpiadas reciben becas de estudio y sus colegios y los profesores tutores, equipamiento informático. Próximamente se abrirá la convocatoria para el certamen de la 24° Olimpiada para 2018. Más información: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/olimpiadas/olimpiadas/inscripcion-olimpiada-24



La provincia de Tierra del Fuego presentó la licitación de Bloque I y Bloque II

Ante los representantes de empresas internacionales, de inversores de bancos y fundaciones; y con la presencia del cónsul argentino en Houston, Sergio Servín, del IAPG Houston, fue anfitrión de la presentación de pliegos de licitación de los Bloque I y II del área CA-12 de la provincia de Tierra del Fuego.



Las exposiciones estuvieron a cargo del Director General de Yacimientos, Alejandro Aguirre; y de la abogada Verónica Luna, Directora General Legal y Técnica de la secretaría de Hidrocarburos.

Aguirre planteó la necesidad de comenzar la exploración en áreas bajo la jurisdicción provincial a los efectos de lograr nuevos descubrimientos, apostar al incremento de reservas de gas y petróleo, colaborar con el objetivo de lograr el autoabastecimiento del país y generar nuevos puestos laborales, sumando además descripción geológica de la cuenca y de infraestructura existente en nuestra provincia que hacen atractiva la inversión. Luna, por su parte, dio precisiones sobre los aspectos legales y



técnicos de los pliegos licitatorios. La presentación tuvo una amplia receptividad por parte de los participantes y el compromiso de propuestas de inversión.

A cargo del IAPG Houston estuvieron su presidente Patricia Martínez y su vicepresidente Joe Amador, quienes pusieron de relieve la tarea que lleva adelante el Instituto para posicionar el sector hidrocarburífero argentino en el contexto mundial.

Por parte de la AREF asistieron el Gerente Técnico de Recaudación Hidrocarburífera, Franco Armanini, y el Gerente de Fiscalización, Arturo Capellano. Las empresas que estuvieron presentes fueron Exxon Mobil, Petromaker, Conocophillips, Luxmath Consulting, Hogan Lovells, Enerflex, BP, Rubicon-Oilfield, Drillingfo, Woodmac, Ihsmarkit, Gaffney-Cline, Hunt Oil Company, Geopark y Tudor Pickering Holt & Co.

Neuquén presentará oportunidades para Vaca Muerta

El IAPG Houston se ha convertido en una inestimable plataforma para que las provincias argentinas tengan oportunidad de encontrarse en ronda de negocios con los inversores con sede en los Estados Unidos.



Es así que en los próximos días el Gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez, disertará sobre "Oportunidades y progreso en la explotación de Vaca Muerta". Esto tendrá lugar el 28 de marzo próximo a las 11, en el hotel Double Tree de la ciudad texana.

Gutiérrez informará sobre los avances en la explotación de Vaca Muerta y las oportunidades que aún existen para las nuevas empresas que esperan participar en las diferentes empresas. Para más información: https://iapg-houston.org/events/_events-list

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



AOG PATAGONIA	RETIRO CCONTRATAPA	PAN AMERICAN ENERGY	RETIRO DE TAPA
ARFLOW	24	PECOM SERVICIOS ENERGIA	33
AXION ENERGY	65	PETROCONSULT	94
BAKER HUGHES A GE COMPANY	43	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
COMPAÑÍA MEGA	21	STANTEC ARGENTINA	18
DEL PLATA INGENIERIA	29	TACKER SOLUTIONS	93
EDELFLX	57	TECMACO	47
EDVSA	79	TECPETROL	39
ENSI	25	TEXPROIL	CONTRATAPA
FORO IAPG	109	TOTAL	9
FUNCIONAL	23	TREATER NEUQUEN	75
GABINO LOCKWOOD	65	TUBHIER	61
GIGA	99	V Y P	99
HALLIBURTON ARGENTINA	17	WINTERSHALL ENERGIA	35
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	67	YPF	7
INDURA ARGENTINA	49		
INDUSTRIAS QUILMES	16		
IPH	73	Suplemento Estadístico	
MARSHALL MOFFAT	19	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	12	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
PAMPA ENERGIA	45	REDES SOCIALES DEL IAPG	RETIRO DE CONTRATAPA