



La Argentina Oil & Gas Expo AOG 2017



Media sponsor de:



5º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
REFINACIÓN
Oportunidad y promoción: soluciones para
una industria del petróleo sustentable.



10º CONGRESO EIC
**EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**
Explora y Reserva. Unidos por el Petróleo.



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

20
AÑOS



Petrotecnia en este número quiere homenajear el enorme trabajo y el esfuerzo que significaron para la industria la 11° Expo Argentina Oil & Gas 2017 (AOG Expo 2017), organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, y que como lo prometimos, consiguió ser el evento de negocios más importante de la industria del petróleo y del gas de la región.

Celebrada del 25 al 28 de septiembre, en el Predio Ferial de La Rural en la Ciudad de Buenos Aires, fue la ocasión inmejorable para conmemorar además los 60 años de vida del Instituto, y con satisfacción aseguramos que pudimos celebrarlo junto a todos los hacedores de nuestra industria.

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

Durante una semana de febril actividad vimos cómo se concretaron los encuentros en los tres pabellones, donde recibimos a unos 23.000 visitantes en los stands de las empresas, cada vez con mayor ingenio arquitectónico.

Vivimos junto a los jóvenes profesionales la jornada JOG3 (Jóvenes Oil & Gas) donde fueron protagonistas las nuevas generaciones; asistimos a las charlas diarias de los CEOs de las principales operadoras que contaron con total sinceridad la actualidad del sector; y pudimos optar entre los interesantes paneles sobre Diversidad y Sustentabilidad, entre otros, mientras se sucedían decenas de rondas de negocios.

La actividad académica también fue de un éxito inusitado con el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, una actividad técnica que acompañó la muestra y que se destacó por la calidad de los trabajos presentados sobre la actividad convencional y no convencional. Una de las mejores noticias fue que las presentaciones de calidad estuvieron a cargo de jóvenes profesionales, hecho que nos asegura que la industria de los hidrocarburos estará siempre en buenas manos.

Todo eso y mucho más les mostramos en este número de *Petrotecnia*, porque, si bien 2017 no ha terminado, podemos afirmar que con esta actividad y otras tantas que realizó el IAPG este año, que se presentaba como un gran desafío, ya logró ser todo un éxito. ¡Todavía nos quedan otras oportunidades para demostrarlo!

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón





Tema de tapa

La Argentina Oil & Gas Expo, AOG 2017

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

Tema de tapa



10 “El 3° Congreso presentó las últimas innovaciones tecnológicas en perforación de pozos”

Por Redacción de *Petrotecnica*

El encuentro de la Perforación mostró las experiencias técnicas, los roadmaps y los adelantos que se utilizan en el mundo y en el país.



20 “Detección temprana de fallas de herramientas mediante el seguimiento en tiempo real de la energía mecánica específica en pozos no convencionales”

Por *Jonatan Medina* y *Cristian Romero Mc Intosh* (YPF S.A.)

El uso del cálculo de MSE y del monitoreo en tiempo real de la integridad de las herramientas en Loma Campana y El Orejano, formaciones intercaladas de dureza variable, para reducir tiempos y costos de la operación.



36 Perforación de un pozo HTPH en el sur de la Argentina

Por *Daniel Casalis*, *Giovanni Landinez*, *Marcos Laudadio*, *Leonardo Tisera*, *Duilio Pelusso* y *Javier Tello* (YPF S.A.)

La exploración de nuevos objetivos para incorporar reservas de hidrocarburos y revitalizar la actividad en la CGSJ: desafíos técnicos en la planeación y la ejecución del primer pozo profundo en Los Perales perforado a 4635 m.



52 *Batch drilling*: Optimización de fases planas. Locaciones de cuatro pozos en línea

Por *Oscar Díaz*, *Mateo Paladino* y *Maximiliano Varela* (YPF S.A.)

El *know how*, el uso de herramientas de fondo y su impacto en Loma Campana, en la perforación de cuatro pozos en línea con equipos de tecnología flex rig teniendo en cuenta la planificación inicial y los resultados obtenidos junto con su proyección y sus nuevos límites.



64 Perforación de pozos horizontales con extensión 2400m - 2600m

Por *José Salcedo*, *Leonel Vera*, *Nicolás Calegari* (YPF S.A.)

Factibilidad técnica, información de reducción de costos y resultados operativos de la experiencia de aumentar la extensión horizontal de pozos no convencionales de 1500m a 2400m - 2600m en la zona de la fm. Vaca Muerta (VM).



72 “Modelo para optimizar la perforación de pozos a partir de la evaluación estructural en reservorio *tight*”

Por *Sofía Zanetti* (Weatherford)

En este trabajo se analiza la importancia de los modelos de optimización de tasas de perforación en la ejecución de proyectos de perforación y desarrollo de campos de petróleo y gas para un reservorio *tight*.



Actividades

84 La XI AOG 2017 expuso la fuerza de la industria

Por Redacción de Petrotecnia

El mayor encuentro de los profesionales del sector de los hidrocarburos.



89 Panel de RRHH: “Diversidad e integración en la industria del O&G: experiencias e ideas”

Por Redacción de Petrotecnia

Un encuentro de expertos en Recursos Humanos sobre la industria dejó reflexiones acerca de la diversidad.



92 JOG3. Los jóvenes profesionales se apropiaron de la escena

Por Redacción de Petrotecnia

Las nuevas generaciones de profesionales del petróleo y del gas se hicieron presentes en el evento más importante de la industria con una jornada que fue ovacionada.



98 Panel de Sustentabilidad: “La contribución de la industria del O&G a la agenda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible”

Por Redacción de Petrotecnia

El foro realizado durante el AOG 2017 sobre Sustentabilidad profundizó acerca de la relación de la industria, la energía, la comunidad y las necesidades de las personas.



Congresos

101 Congresos y Jornadas

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

104 Novedades de la Industria

110 Novedades del IAPG

113 Novedades desde Houston

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 LVIII N° 5, octubre de 2017

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 (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1250

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2016-2018

CARGO

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

EMPRESA

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

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

Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Ing. 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
Ing. Jean Marc Hosanski

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. Mario Lanza
Sr. Hermann Carlos Steinbuch

Ing. Fernando Caratti
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Martín Emilio Guardiola
Ing. Mariano Gargiulo
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Ing. José Alberto Montaldo
Sr. Diego Schabes
Ing. Patricia Laura Carcagno
Sra. María Inés Sainz
Ing. Guillermo M. Rocchetti
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. 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

Mil quinientas meditaciones trascendentales.

Bajarse del auto en una de nuestras mil quinientas estaciones es perfecto para lo que llamamos: "contemplar el todo".

Mientras se carga el tanque te parás ahí y mirás "la nada" contemplando "el todo". ¿Imperfecciones en la chapa? Es el momento de verlas. De palparlas.

Aprovechá y acariciá suavemente la manija. Esta belleza merece un tanque lleno de Infiniti. Mirás la cola del auto. Lo ves lindo. Luego inhalás y exhalás.

Inhale a nafta, sí, pero vivís el momento presente.

Llegaste al nirvana y parece Ruta 2. Ah... es Ruta 2.

YPF

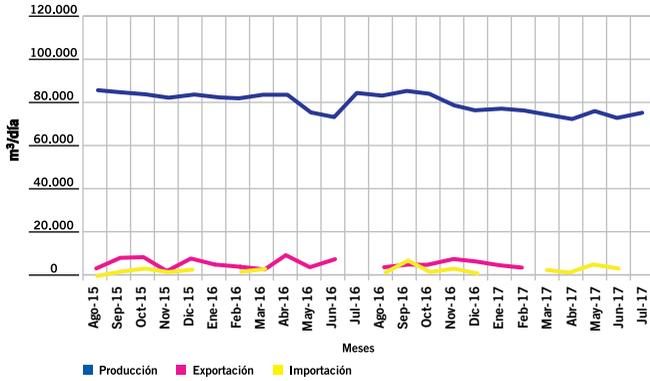


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

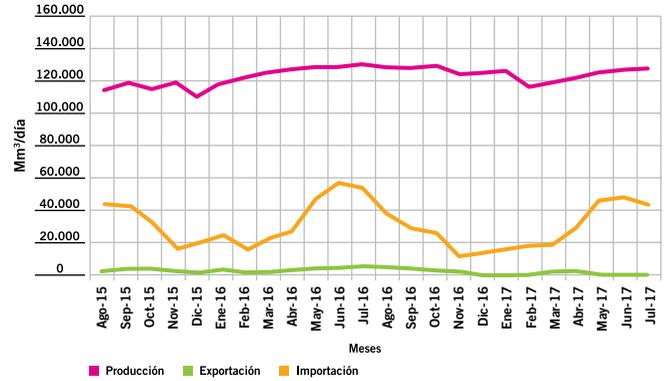


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

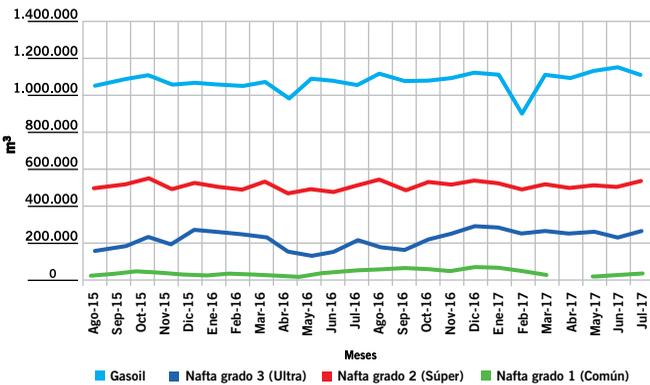
Producción de petróleo vs. importación y exportación



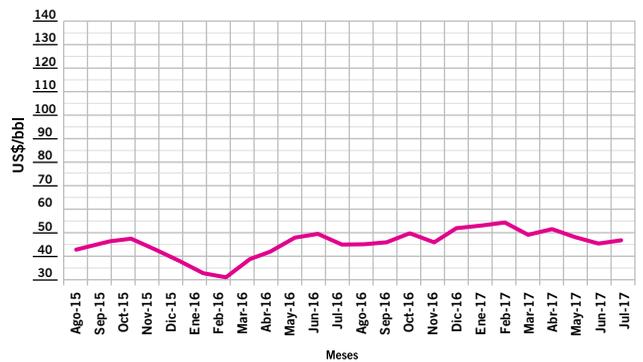
Producción de gas natural vs. importación y exportación



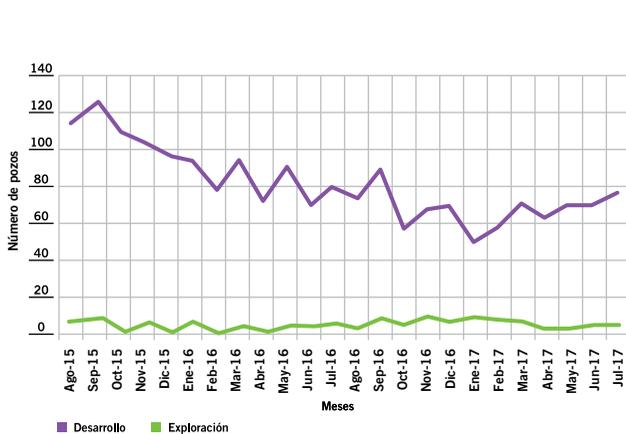
Ventas de los principales productos



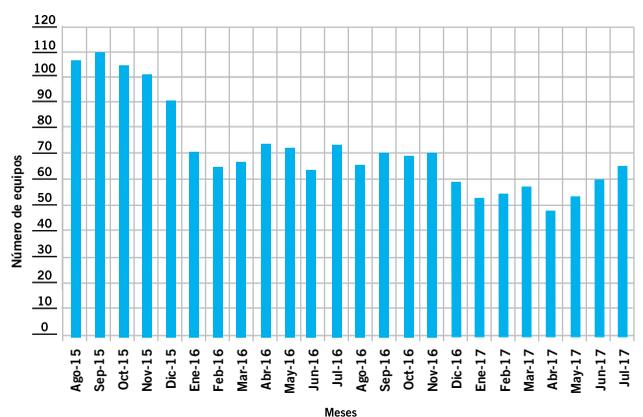
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

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



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY

SISTEMAS DE CONTROL DE SURGENCIA




El encuentro de la Perforación mostró las experiencias técnicas, los *roadmaps* y los adelantos que se utilizan en el mundo y en el país.

“El 3° Congreso presentó las últimas innovaciones tecnológicas en perforación de pozos”

Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

La propuesta técnica más interesante que tuvo la XI Argentina Oil & Gas (AOG) Expo 2017 fue sin duda el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, “Ing. Luis Rabanaque”, auspiciado por la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).



Del 26 al 28 de septiembre últimos, organizado por la Comisión de Perforación del IAPG, presidida por el Ing. Fernando Figini, se presentaron más de 48 trabajos técnicos, se desarrollaron cuatro conferencias y tres mesas redondas. El evento contó con la presencia de 300 profesionales inscriptos.

Las disertaciones estuvieron divididas en varios bloques temáticos. En materia hidráulica, expertos de Weatherford e YPF presentaron el trabajo "Optimización de la ECD en la perforación de pozos con presión controlada". Otras exposiciones abordaron la aplicación exitosa por parte de YPF de fluido base agua para perforar pozos de alta presión y temperatura en reservorios de gas; las ventajas del sistema de fluido de perforación de bajo ECD para aumentar el alcance de las perforaciones que Pluspetrol y Halliburton encararon en la Cuenca Subandina boliviana; y la gestión de la perforación a presión para mejorar los costos en las fracturas

horizontales que Tecpetrol implementa en Vaca Muerta.

En cementación, expertos de Schlumberger resaltaron las ventajas predictivas de la nueva generación de simulaciones 3D, y las mejoras en separaciones zonales de configuraciones horizontales que permiten los enfoques dinámicos en la actividad. Además, desde YPF se disertó sobre las cementaciones en desbalance estático y sobre las alternativas operativas para la corrida y la cementación de cañerías en reservorios naturalmente fracturados con pérdidas totales.

Las charlas acerca de geodinámica realizadas por representantes de Sinopec e YPF giraron en torno a la validación de gradientes de cierre en pozos convencionales, el monitoreo de derrumbes para la detección de inestabilidades en Vaca Muerta, el análisis de eventos de perforación y –más específicamente– la optimización de la perforación en el bloque Estación Fernández Oro, en Río Negro.



horizontales y dirigidos de Loma La Lata, la perforación HPHT en el sur del país y el *batch drilling*. A la hora de hablar de fluidos, Baker Hughes aportó una introducción al sistema de coronas de baja invasión en la Argentina; desde Sinopec e Inlab se resaltó sobre la utilización de ensayos de expansión de arcillas para el análisis de inhibidores en el Golfo San Jorge; representantes del INTEC y del ITBA evaluaron el efecto de la composición de polímeros naturales sobre las propiedades reológicas y de filtrado en WBMS para el shale argentino; y Sinopec promocionó la mitigación de problemas mediante la aplicación de aditivos de ultra-baja invasión.

En cuanto a la planificación, el foco estuvo puesto en el mejoramiento operativo y la reducción de costos con altos estándares de medio ambiente, seguridad y salud; las experiencias de limpieza en pozos horizontales *slim hole* no convencionales, la integridad de las fracturas a lo largo de la vida útil del campo y las nuevas metodologías para el abandono de pozos.

La optimización volvió a estar en el centro del debate en función de presentaciones de YPF, AMOG Consulting y CGC sobre la perforación y la construcción de pozos horizontales, el uso de tecnología de supresión de arrastre y el rediseño de pozos en campos marginales de tight gas, entre otros temas. Con respecto al *casing drilling*, referentes

La jornada se completó con un homenaje al ingeniero Luis Rabanaque; una conferencia sobre el panorama general de la industria a cargo de Hugo Giampaoli, de Giga Consulting; otra conferencia acerca de los desafíos de la perforación y la completación geomecánica, según Arturo Díaz Pérez, de Halliburton; y una mesa redonda sobre el impacto en la estabilidad del pozo y la interpretación de pruebas de presión, que contó con la participación de José Gildardo Osorio Gallego, de Pluspetrol, y Raúl Varela, de YPF.



Visita internacional

La sesión del miércoles se inició con cuatro presentaciones de oradores de YPF especializados en la optimización de la perforación de pozos con objetivos *tight* en Lajas, la re-ingeniería y reformulación operativa en pozos



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



técnicos de Baker Hughes, YPF, Pan American Energy (PAE) y Tenaris compartieron sus conocimientos sobre la aplicación de este tipo de perforación en campos maduros, la capacitación y la concientización del personal como factor de éxito en proyectos marginales, el desarrollo de herramientas tecnológicas para el caso particular del Golfo San Jorge y las lecciones aprendidas en el uso de las perforaciones DWC, tanto en la Argentina como en Bolivia.

Para concluir, Rob Smith, miembro de la Oficina de Combustibles Fósiles del Departamento de Energía de los Estados Unidos, dictó una conferencia sobre los avances en el estudio científico del subsuelo para la puesta en valor de recursos no convencionales. Asimismo, los expertos John

Hoefler, de Lloyd's Register Energy; Mario Paz, de YPF; Alberto Nerpiti, de ACYS; Oscar Álvarez, de PAE; y Carlos Magliano, de San Antonio Internacional, compartieron una mesa redonda sobre Sistemas de Control de Surgencia.

Mirada local y regional

La tercera y última jornada del Congreso tuvo como uno de sus ejes de discusión la terminación de pozos. disertantes de Weatherford International, YPF, Chevron e Y-TEC expusieron sobre completación de fracturas simultáneas con doble objetivo, la aplicación de bombas de



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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.





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

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





Intervención con Visión

INFORMACIÓN VITAL CON TAN SOLO UNA CARRERA

Con SPECTRUMSM, nuestro servicio de coiled tubing, realizamos operaciones de intervención y diagnóstico en tiempo real para ayudar a mejorar el rendimiento de su pozo de forma confiable y eficiente. Descubra cómo podemos ayudarlo a incrementar su producción y maximizar sus resultados.

Continuemos obteniendo resultados. Juntos.

halliburton.com/production



inyección y bombas hidráulicas de pistones para asegurar el éxito de los pozos a lo largo de su vida útil, las herramientas selectivas de estimulación ácida, el empleo de

herramientas de neutrón pulsante de última generación para caracterizar reservorios de *casing* y la instrumentación de trazadores químicos en Vaca Muerta, entre otras cuestiones. Las tuberías fueron las protagonistas de las charlas sobre el diseño de *coiled tubing* para trabajos en pozos horizontales de shale de largo alcance, el diseño de *casing* perforado para la producción de pozos horizontales en la Cuenca Neuquina, el uso de conexiones *semiflush* para extender la rama lateral de los pozos horizontales de *shale* y los inconvenientes que pueden registrarse durante la entubación de la fase de aislación en un yacimiento, como El Orejano.

Nuevamente, en relación con la terminación, desde Baker Hughes se explicó por qué sistemas convencionales




Industrias Quilmes S.A.

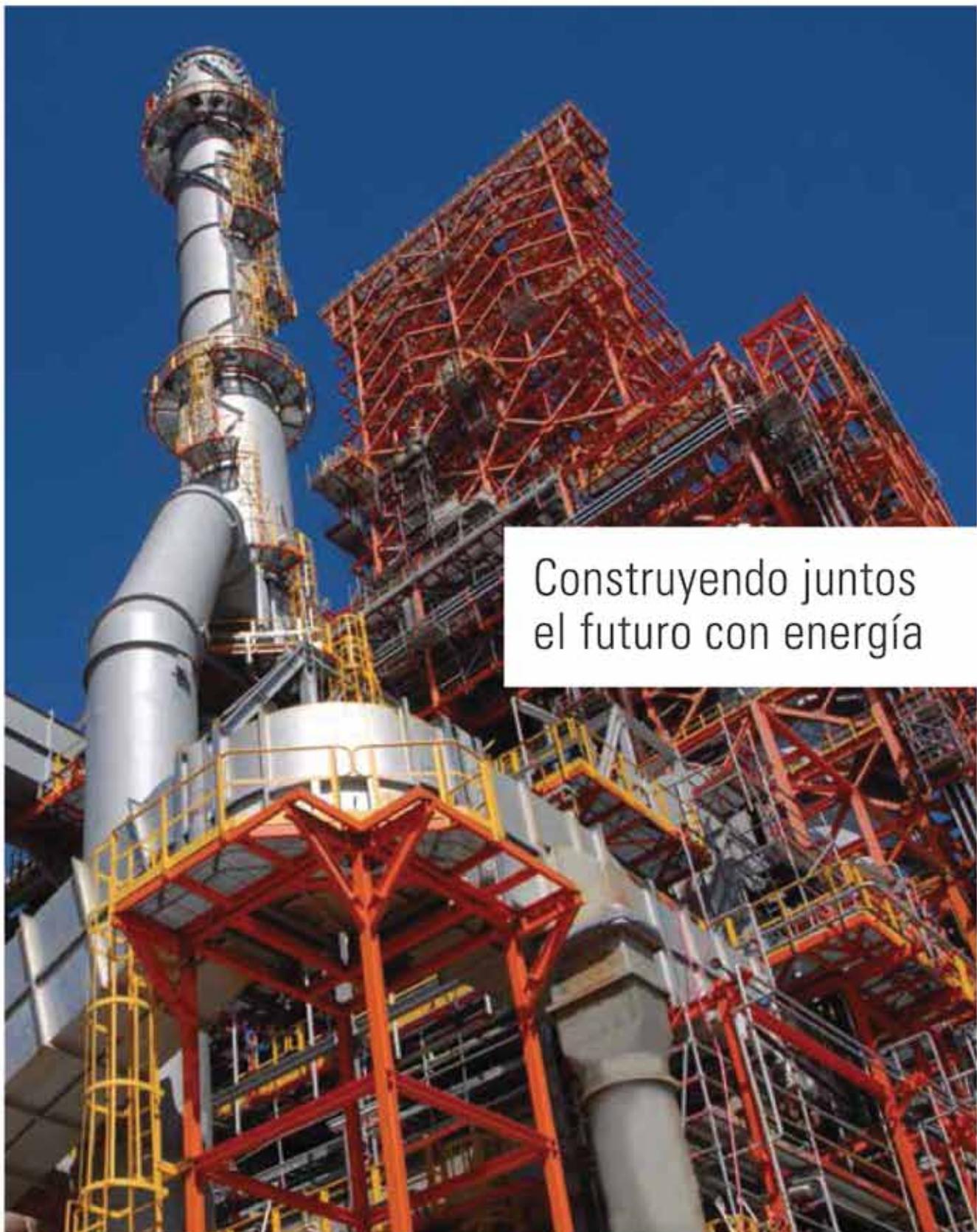



Condarco 215 (1878) - Quilmes
 Buenos Aires - Argentina
 (011) 4224-1659
 industrial@inquisa.com.ar
 www.inquisa.com.ar

MANGUERAS INDUSTRIALES

OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO





Construyendo juntos
el futuro con energía

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

AESA

aesa.com.ar



de perforación pueden desplegarse en reservorios no convencionales; desde Y-TEC y Tracerco se revelaron detalles de la limpieza de un pozo de gas no convencional en Vaca Muerta sobre la base del empleo de trazadores químicos; desde Pemex y Baker Hughes se analizó la arena y arcilla en yacimientos laminados del Terciario a partir de herramientas de resistividad de LWD y la comparación con permitividad dieléctrica; y desde PAE, NCS Multistage, Thompson Reservoir Solutions y Calfrac se brindaron detalles sobre la utilización de tecnología de pinpoint completion en la formación Vaca Muerta.

Las últimas novedades en simulación fueron reseñadas por especialistas de YPF, Weatherford, la Universidad Austral y Tecpetrol, que se expresaron acerca de la detección temprana de fallas de herramientas mediante el seguimiento en tiempo real de la energía mecánica específica en pozos no convencionales; los modelos para optimizar la perforación a partir de la evaluación estructural en reservorios de tight; un proyecto de plataforma petrolera de entrenamiento; y una innovadora herramienta para la planificación de intervenciones de pozos. Durante el cierre del evento, Frank Springett, directivo de National Oilwell Varco (NOV), anticipó en una conferencia el próximo paso en términos de perforación: la automatización de procesos.

Para finalizar la triple jornada de exposiciones, referencias sectoriales de la talla de Néstor Bolatti, Gerente de Exploración Offshore de YPF; Gerardo Doria, Vicepresidente de Facilidades y Perforación & Completación de Pozos de PAE; Carlos Macellari, Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol; y Sebastián Galeazzi, Director de Exploración de Total Austral, integraron el panel “Panorama ex-



ploratorio en Argentina y Latinoamérica”, que reflexionó sobre el panorama exploratorio en la Argentina y América Latina, el escenario actual y los desafíos a futuro de la exploración en el país y la región, en un contexto nuevo a partir de 2015 debido a la caída del precio internacional del barril de petróleo.

Conclusiones del Congreso

Durante el 3° Congreso de Perforación, la Comisión organizadora homenajeó al Ing. Luis Rabanaque, de reciente desaparición y uno de sus máximos colaboradores: se le dio al Congreso su nombre y se entregó una placa conmemorativa a su familia.

Hacia el cierre, el Presidente del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Ernesto López Anadón, evaluó: “El 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos mostró lo que puede hacer la tecnología; se presentaron muy buenos y muchos trabajos técnicos; el 97% a cargo de profesionales jóvenes”. Y agregó: “Hubo buenas conferencias y una notable concurrencia. Lo han ponderado desde el punto de vista técnico y desde la organización”, explicó.

Por su parte, el Ing. Marcelo Lardapide, Vicepresidente del Comité Organizador y Técnico del encuentro, sostuvo a modo de conclusión del encuentro: “Los miembros de la Comisión de Perforación y Terminación de Pozos del IAPG podemos sentirnos más que satisfechos por los resultados alcanzados en este 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe; queremos resaltar la calidad de los trabajos presentados, sobre todo en optimizaciones ingenieriles y operacionales y en las nuevas técnicas y herramientas de completación”.

Según el organizador, “la perforación de los pozos, sin duda alguna, ha tomado un rumbo definitivo de profesionalización, trabajando a la par y en conjunto con la ingeniería de reservorios y las geociencias”.

El Vicepresidente del Comité Organizador y Técnico del encuentro, además, recordó que la capacitación y el entrenamiento a través de la realidad virtual, proyecto impulsado por la Universidad Austral “es otro de los hechos notables visto en este congreso. Una vez concretado, seguramente enriquecerá la calidad del trabajo de nuestros operarios”.

Por último, se presentó al flamante Presidente de la Comisión de Perforación, Ing. Fernando Solanet. ■



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



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2000
A 16786

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302-9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



En las áreas Loma Campana y El Orejano atravesar formaciones intercaladas de dureza variable genera un problema para la integridad de las herramientas. Se utiliza el cálculo de MSE para reducir tiempos y costos de la operación.

Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

Los campos Loma Campana y El Orejano forman parte del proyecto para el desarrollo de pozos No Convencionales. El inicio de explotación se remonta a 2011 y 2015, respectivamente. El campo Loma Campana es el primer desarrollo a gran escala de *shale* en la Argentina y cubre una superficie de 395 km². Se encuentra ubicado a 90 km del noroeste de la ciudad de Neuquén y a 5 km de la ciudad de Ñeño. Por su parte, El Orejano, con una superficie de 45 km², está ubicado a 60 km de la ciudad de Ñeño, como puede observarse en las figuras 1 y 2.

La perforación, en ambos yacimientos, presenta desafíos operativos de diversa complejidad. Las formaciones atravesadas son Grupo Neuquén, Rayoso, Centenario, Mulichinco, Quintuco y Vaca Muerta, como se muestra en la figura 3. Algunos de los retos más importantes son la sobrepresurización de fisuras naturales, como presentan Quintuco/ Vaca Muerta, y la variabilidad en la compresibilidad de la roca, como presentan Centenario y Mulichinco.

La geometría utilizada en los pozos comprende una fase guía perforada con trepapo 12 1/4" y entubada en 9

5/8", intermedia perforada con 8 3/4" y entubada en 7" y aislación perforada en 6 1/8" y entubada en 5". En la figura 4 se puede observar el esquema de un pozo típico.

En adelante nos centraremos en las fallas y el seguimiento del MSE para las fases intermedia y la aislación por tener mayor impacto en el tiempo y costo del pozo. Durante 2015 se perforaron 59 pozos horizontales en los campos El Orejano y Loma Campana, en los cuales se presentaron un total de 29 fallas.

Las fases intermedias se perforan con herramienta convencional o con motor de fondo en caso de requerir trabajo direccional. Para las aislaciones se utiliza exclusivamente conjunto direccional con motor y, en ambos casos, se utilizan trepanos de diamante policristalino (PDC por sus siglas en inglés). Las fallas prematuras de estas herramientas generan una caída en la tasa de penetración (ROP por sus siglas en inglés); esto implica, en algunos casos, la necesidad de tomar la decisión de hacer el viaje a superficie para verificar la condición del conjunto trepapo-motor de fondo y eventualmente reemplazar las herramientas dañadas.

“Detección temprana de fallas de herramientas mediante el seguimiento en tiempo real de la energía mecánica específica en pozos no convencionales”

Por **Jonatan Medina** y **Cristian Romero Mc Intosh** (YPF S.A.)

Este trabajo se enfoca en el impacto de la variación de dureza de la roca sobre la integridad de las herramientas de perforación y la utilidad del monitoreo en tiempo real del MSE para la prevención de fallas.

Desarrollo

En la industria del petróleo y, en particular en las operaciones de perforación en el nivel mundial, está bien difundido el concepto de energía mecánica específica.

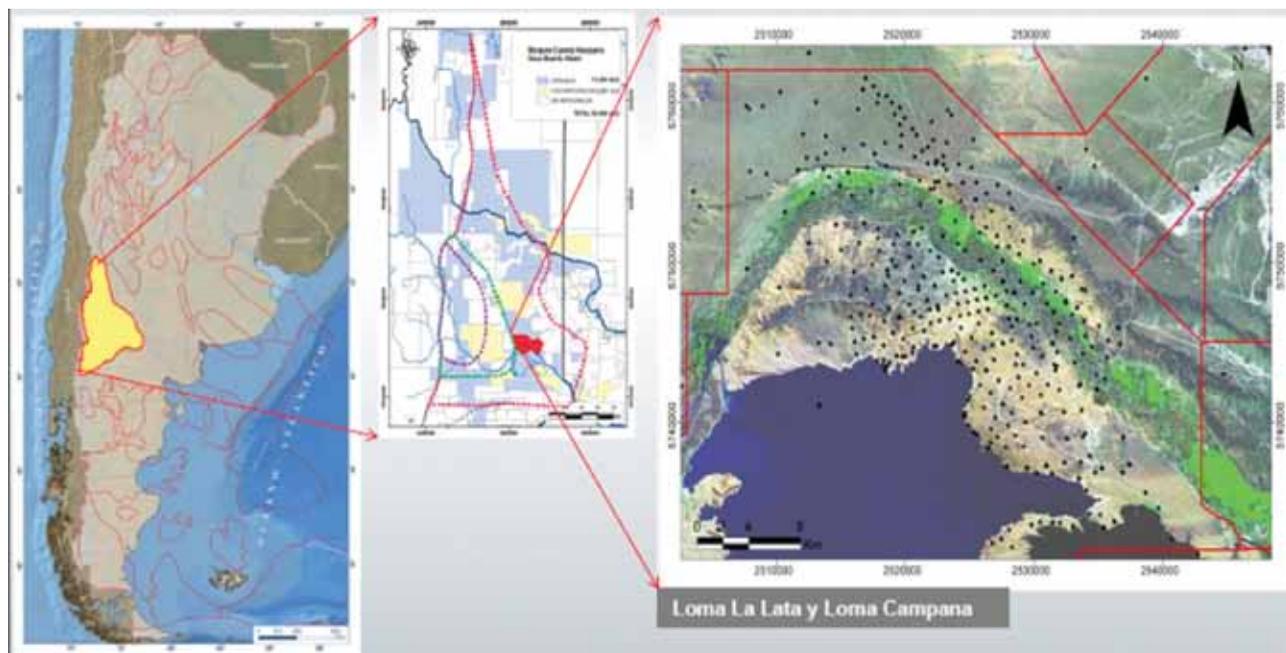


Figura 1. Mapa de yacimiento Loma Campana, cuenca Neuquina, Argentina.

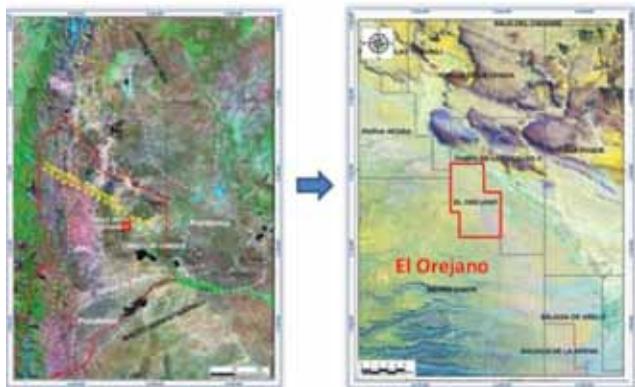


Figura 2. Mapa de yacimiento El Orejano, cuenca Neuquina, Argentina.

Conceptualmente representa la energía requerida para remover un volumen unitario de roca y puede ser utilizada como indicador de eficiencia de perforación e identificación de fallas. La expresión matemática que la define se muestra en las ecuaciones (1) y (2).

$$\text{MSE (psi)} = \frac{\text{Energía entrada}}{\text{Volumen removido}} \propto \frac{\text{Energía}}{\text{ROP}} \quad (1)$$

$$= \frac{2812 \times \text{WOB}}{d^2} + \frac{146,3 \times \text{RPM} \times \text{Torque}}{d_2 \times \text{ROP}} \quad (2)$$

La expresión (2) debe ser ligeramente modificada cuando se perfora con motor de fondo, de manera de utilizar las

rpm de fondo y el torque generado por el motor (curvas de diferencial-torque).

El objetivo perseguido con la utilización de esta herramienta analítica es perforar en forma eficiente, y así entregar al sistema de perforación la energía mínima necesaria para generar la ruptura de la roca. Más adelante se detallará cuan bajos deberán ser estos valores en función de su dureza. Esto implica que las curvas de MSE tengan una tendencia de crecimiento normal, que denominaremos líneas base y que son características para cada herramienta, fase y área. El valor numérico y absoluto de esta magnitud no es representativo, sino la tendencia de la medida que refleja las variaciones en la evolución de la perforación.

En la figura 5 se puede observar el seguimiento en tiempo real del MSE (curva violeta) para la perforación de la fase aislación con motor de fondo. Puede identificarse la variación de la tendencia en función de los parámetros de perforación aplicados (peso aplicado en el trepado WOB y revoluciones en superficie RPM) y el modo de perforación con el motor (rotación o *slide*).

Es importante comprender que no siempre la energía entregada al trépano y a la sarta de perforación (mecánica proveniente del top drive e hidráulica de las bombas de lodo) se traduce en generar avance del trépano (ROP). El MSE permite definir los parámetros de perforación más adecuados de manera de no disipar energía en forma indeseada. Por ejemplo, un wob excesivo o superior al necesario podría generar pandeo (*buckling*) de la sarta y, en consecuencia, torque excesivo en respuesta a la fricción de la

Juntos somos mejores



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

MWH ahora es parte de Stantec.

Juntos, ahora ofrecemos una mayor variedad de servicios de medio ambiente, ingeniería, adquisiciones y gestión de la construcción para upstream y midstream. Diseñamos ductos, terminales y refinerías, así como infraestructuras de plantas de procesamiento e instalaciones de campo para el sector de gas y petróleo.

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

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



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



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

www.ciamega.com.ar



BUENOS AIRES

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

PLANTA LOMA LA LATA

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

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

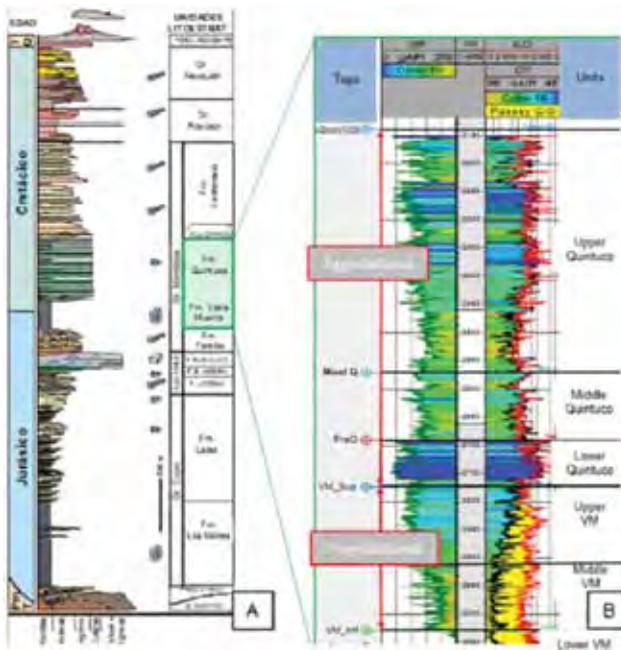


Figura 3. Perfil litológico en la cuenca Neuquina.

herramienta con las paredes del pozo; por otro lado, rpm muy bajas podrían provocar vibraciones stick & slip en el trépano. Ambos casos generan escenarios más propicios a la falla por fatiga u otros mecanismos.

En la figura 6 puede observarse el MSE y los parámetros aplicados (wob y rpm) a un motor 4 3/4" en una fase 6 1/8". El ejemplo corresponde a un posible evento de *buckling* donde un incremento del peso aplicado no se refleja en un incremento de la rop, sino en un descenso, advirtiéndose a su vez un incremento gradual en la curva de MSE.

Como se mencionó, el seguimiento del MSE también permite identificar fallas en las herramientas de perforación. En la figura 7 se muestra un ejemplo de la tasa de penetración (curva verde) y el MSE (curva violeta) a lo largo de la construcción de una fase intermedia, desde los 350 m hasta 2100 m.

Hasta los 1800 m la tendencia del MSE es normal ajustándose a la línea base esperada para el área (25.000 psi) con un buen ritmo de perforación. Alrededor de los 1850m se evidenció un descenso en la tasa de penetración, de

igual modo se continuó perforando hasta 2020 m, donde se decidió cambiar la herramienta debido al pobre avance obtenido sobre el final del tramo. En superficie se corroboró que la causa fue la falla prematura del trépano, que se corresponde con el aumento registrado en el MSE en 1850 m. Luego del cambio de trépano, puede observarse cómo la curva de MSE se estabiliza nuevamente en valores inferiores y estables.

Definición de tendencias normales en función de UCS

Como se definió, para lograr una perforación de modo eficiente es necesario que el valor de MSE sea lo más bajo posible, de esta manera se logra maximizar el avance con el menor requerimiento de energía. También se mencionó que para el análisis del MSE no debe ser tenido en cuenta su valor numérico absoluto, sino que se debe analizar su tendencia en función de la profundidad y el tiempo.

Para perforar una roca hay que vencer su resistencia a la compresión, por lo tanto, esa es la energía mínima necesaria para provocar la rotura del material. En condiciones ideales de eficiencia perfecta, el valor de MSE debería ser igual a la resistencia a la compresión. Obtener ese valor es complejo, ya que se deben conseguir muestras de la formación para realizar ensayos de resistencia a la compresión, que deberían realizarse bajo la misma presión de confinamiento a la que se encuentran en subsuelo. Por lo general el ensayo se realiza sin presión, lo que brinda el valor de Resistencia a la Compresión Sin Confinamiento (UCS por sus siglas en inglés).

Una aproximación es utilizar perfiles eléctricos y realizar estimaciones del valor de UCS mediante regresiones obtenidas de formaciones similares. Con este criterio se compararon los perfiles sínicos de los tramos intermedios de los campos Loma Campana y El Orejano, y se estimó el log de resistencia mediante la fórmula UCS Combinada, la cual es una regresión promedio de las fórmulas desarrolladas.

Como se observa en la figura 8, el perfil de UCS de Loma Campana presenta una tendencia de aumento progresivo con la profundidad, con un pequeño aumento de dureza en el tramo de 670 a 750 m; sin embargo, las fallas se agruparon sobre el final de la fase, en el pase a la formación Quintuco, debido al cambio de resistencia propio de la transición de un ambiente de areniscas a una formación de calizas.

En cambio, el perfil de El Orejano, si bien presenta el mismo aumento de dureza con la profundidad, se puede apreciar que dicho valor es mayor para la misma profundidad que en Loma Campana y a partir de los 1550 m, correspondiente a la base de la fm. Centenario, la magnitud de resistencia de la formación aumenta 2,5 veces, alcanzando valores cercanos a 25.000 psi. En este tramo de intercalaciones se agrupan las fallas de trépanos que sucedieron en este campo. Luego de este tramo, el UCS disminuye y vuelve a presentar otro aumento a los 1700 m, correspondiente a la fm. Mulichinco. Por último retoma la tendencia gradual hasta el pase de la fm. Quintuco.

Para establecer cuál representaría un valor de MSE aceptablemente bajo, se realizó la calibración con el perfil de UCS de los tramos analizados y se obtuvo la línea base esperada para cada caso. Se calculó la energía mecánica específica con los parámetros medidos en superficie de los pozos más

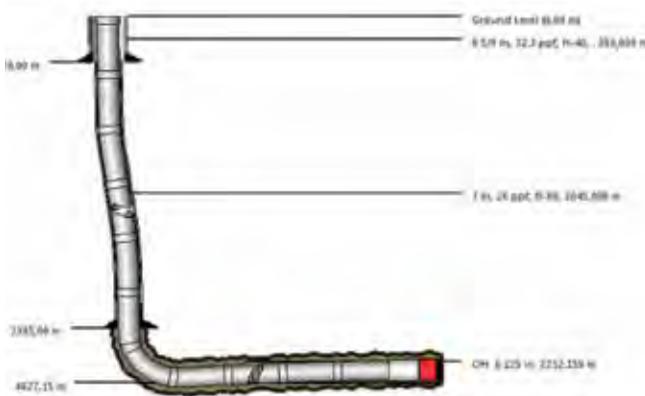


Figura 4. Geometría utilizada para pozos horizontales de Loma Campana y El Orejano.

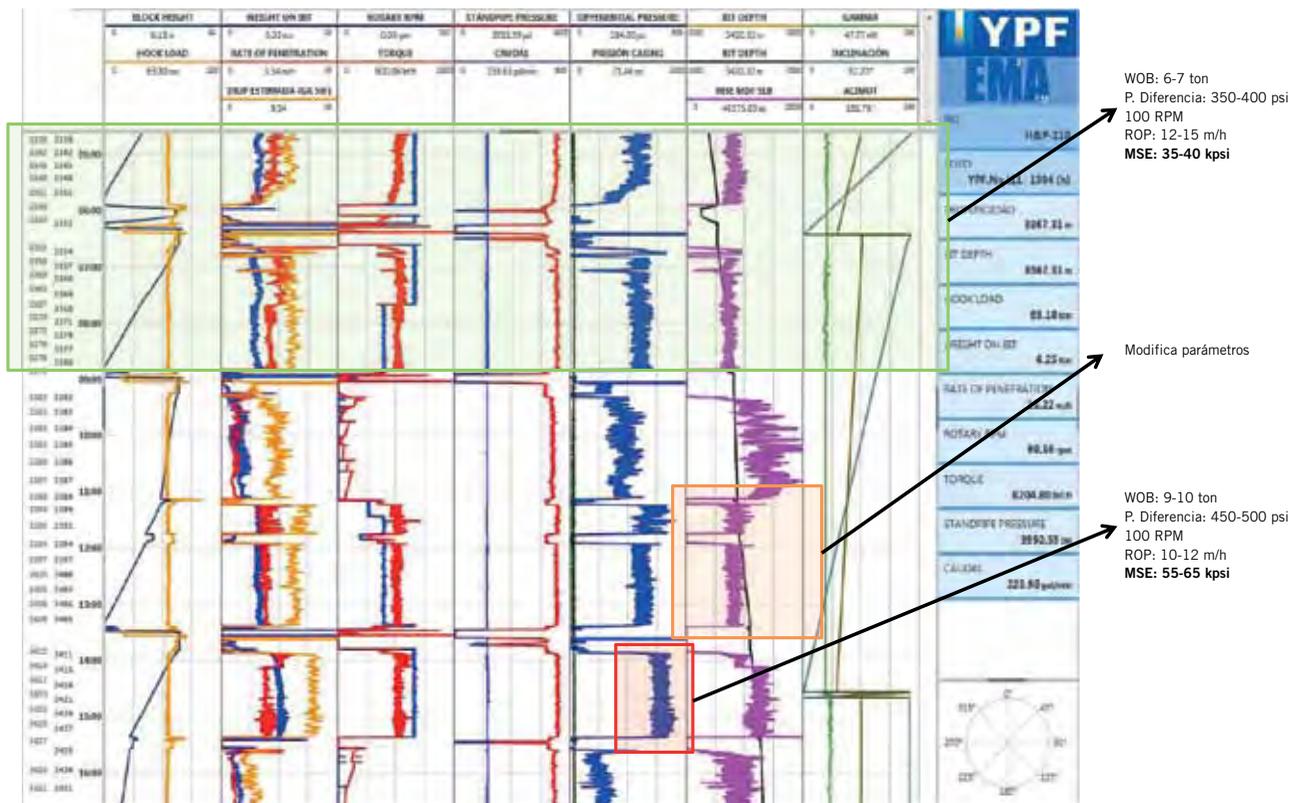


Figura 5. Parámetros de perforación visualizados en herramienta de monitoreo propia de YPF.

rápidos y completados en una sola carrera para plotear los resultados junto con el perfil UCS. En la figura 9 se aprecia la calibración del tramo intermedio de un pozo del campo El Orejano, en donde ambas variables presentan la misma tendencia, pero desfasadas en valor absoluto. Para establecer el valor de referencia, se corrige el valor de la ecuación de MSE por 0,35, de manera de tener el mismo orden de magnitud que la referencia del índice de compresión.

Dicho valor no significa que el 35% de la energía entregada en superficie se transforma en energía de perforación, sino que es un valor de corrección para compensar el desfase del valor absoluto y tener el mismo orden de magnitud que permita una comparación directa.

En los pozos completados en una sola carrera se evidenció que el MSE ajustado aumentaba a partir de los 1550 m, con un consiguiente descenso de ROP debido al aumento de la dureza de la roca, pero se mantenía en valores menores a 40.000 psi. Luego de los 1730 m el valor presentaba una disminución y se obtenían avances de alrededor de 20 m/h. Con esta observación, se estudiaron los parámetros aplicados durante la transición y se detectó que, en dichos pozos, al disminuir las RPM antes de la primera transición por debajo de 220 rpm y menos de 200 rpm en la segunda, con un WOB no mayor a 10 tn, se lograba completar la fase en una carrera y sin desgaste de las herramientas, como se muestra en la figura 10.

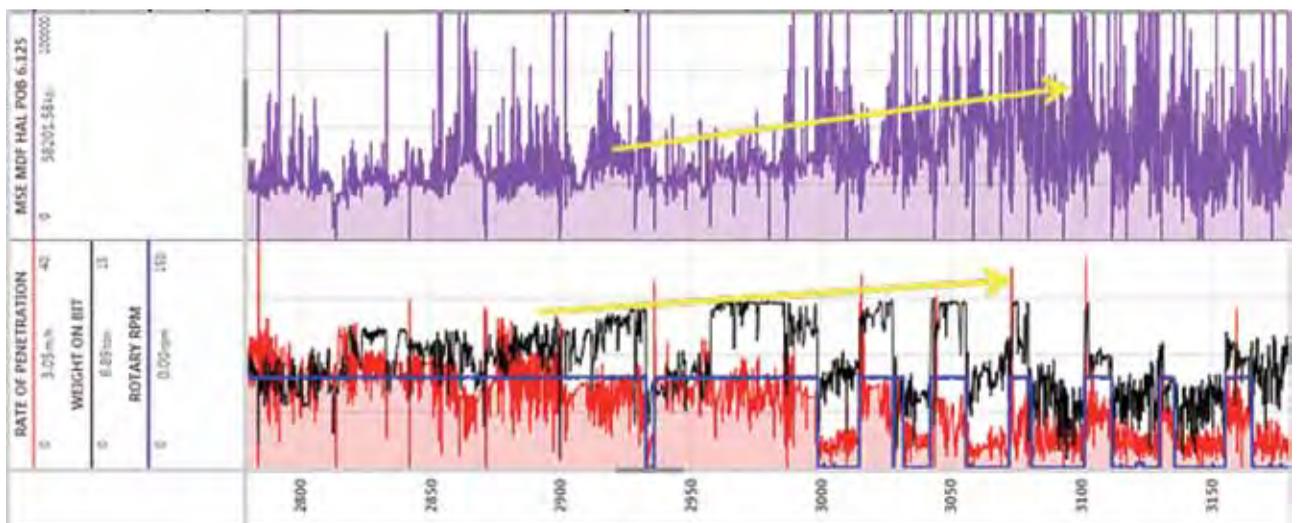


Figura 6. Tendencias de los parámetros de perforación y MSE en pozo horizontal de Loma Campana. Posible evento de buckling.

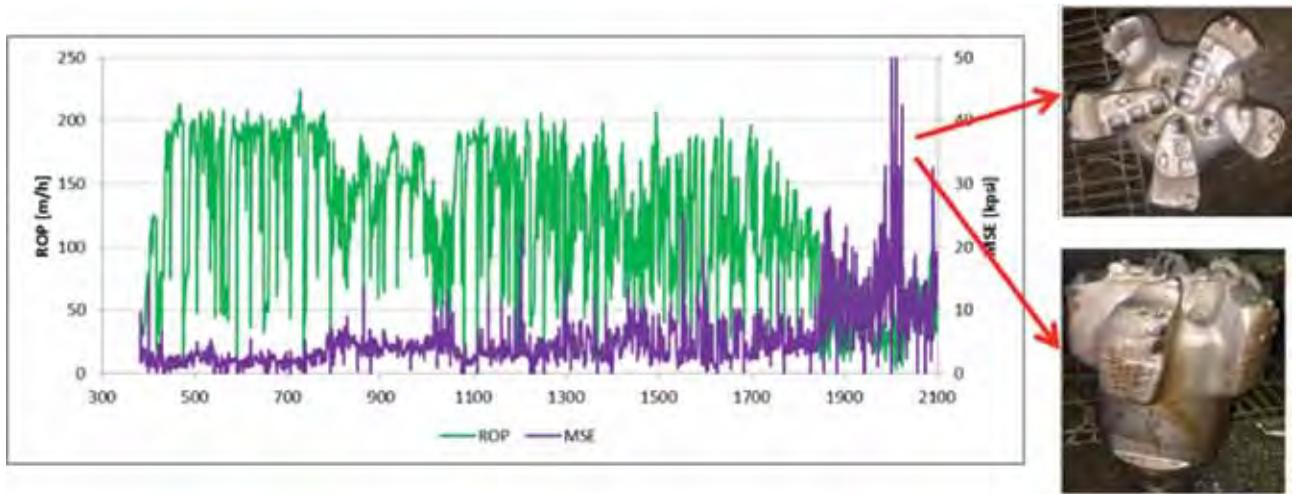


Figura 7. Comportamiento del MSE ante una falla de trépano en una intermedia de Loma Campana.

De esta manera se logró determinar que, para el tramo en cuestión, a partir de los 1550 m es recomendable readecuar los parámetros de perforación con el fin de evitar el daño del trépano en la intercalación, se determinó que el valor mínimo de ROP aceptable para el caso es de 20 m/h y el valor de MSE no debe ser mayor a 40 000 psi. Al alcanzar dichos límites y con una tendencia de MSE en aumento se tiene un diagnóstico de falla de herramienta y es necesario realizar el viaje para cambio de BHA.

Siguiendo la misma metodología para el tramo aislación, se estimaron los valores de UCS mediante el uso de la regresión Golubev/Robinovich que se desarrolló para Calizas y Dolomias, graficados en la figura 11. En ambos casos no se observa una tendencia de aumento de la res-

sistencia con el aumento de profundidad y esto se debe a que la formación Quintuco está compuesta de calizas y calizas arcillosas, por lo que en los tramos con mayor contenido arcilloso la resistencia a la compresión disminuye. Para el caso de Loma Campana el inicio del tramo presenta una resistencia elevada y luego disminuye a partir de los 2500 m hasta los 2700 m debido a una litología con mayor contenido de arcilla. En el tramo inferior de Quintuco la resistencia aumenta hasta los 2850 m donde comienza a disminuir nuevamente debido a las características de la fm. Vaca Muerta, la cual está compuesta mayormente por lutitas y su tendencia es de disminuir con la profundidad. El caso de El Orejano es similar con un tramo superior de resistencia elevada, que comienza a disminuir a



Figura 8. Perfil UCS para Loma Campana (azul) y El Orejano (rojo).

ULTRA LIVIANOS



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



**UNA NUEVA PERSPECTIVA
DE LAS COSAS.**

NUEVO MODELO CITY

LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD

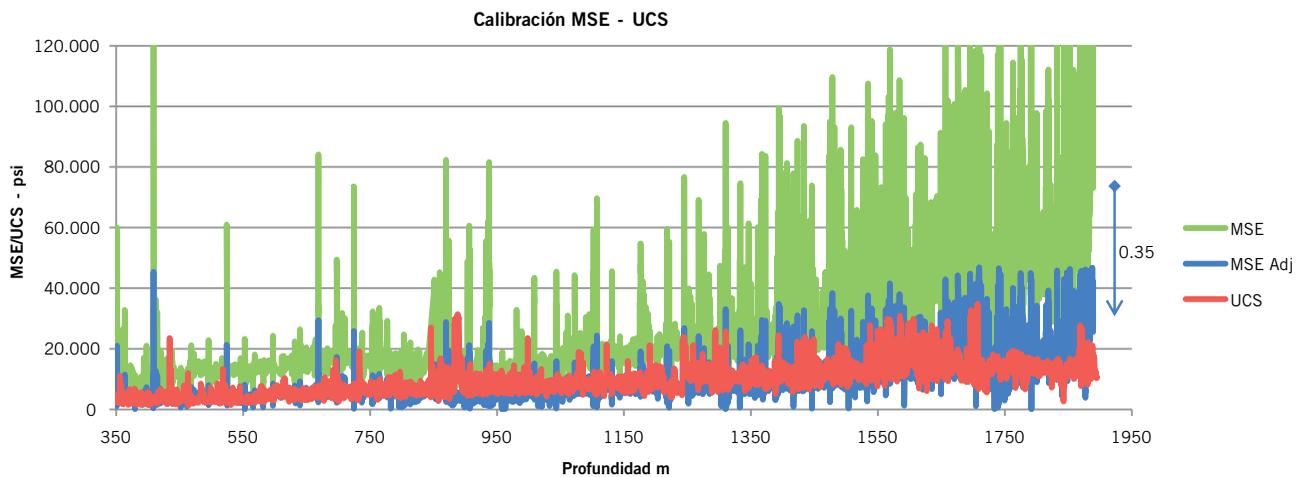


Figura 9. Calibración de curvas MSE y UCS para fase intermedia El Orejano.

partir de los 2200 m, pero no se aprecia el tramo inferior de Quintuco presente en Loma Campana. La formación Vaca Muerta presenta el mismo comportamiento decreciente de resistencia con la profundidad y se evidencia que su valor absoluto es menor que en el otro campo.

Si bien es una formación con presencia de intercalaciones de distinta dureza, las fallas ocurridas en este tramo no se agrupan en una sección del pozo en particular, sino que están distribuidas en toda la fase. En este tramo no es necesaria la readecuación de parámetros, pero los desvíos de MSE se tienen en cuenta para detectar problemas de herramientas y acelerar la toma de decisiones para el cambio de BHA.

Para determinar el valor de MSE de referencia, se consideró el pozo más rápido perforado con BHA conven-

cional y se comparó con el valor de UCS como se aprecia en la figura 12. Para tener el mismo orden de magnitud, el coeficiente de ajuste, en este caso, también resultó ser 0,35. Como se mencionó, la tendencia de compresión de la formación no es lineal con la profundidad, por lo que la línea base de MSE debe seguir el mismo comportamiento, que debe comenzar con valores de 35.000–40.000 psi al comienzo de la fase, a partir de los 2500 m se debe registrar una disminución de la energía entregada en el orden de los 25.000 psi y comenzar a aumentar a partir de los 2700 m hasta valores máximos de 45.000–50.000 psi en el tramo inferior de Quintuco. En Vaca Muerta, el valor de referencia no debería ser mayor de 30.000–35.000 psi y mantenerse sin aumentos hasta el pase a la fm. Catriel, considerando un pozo vertical.

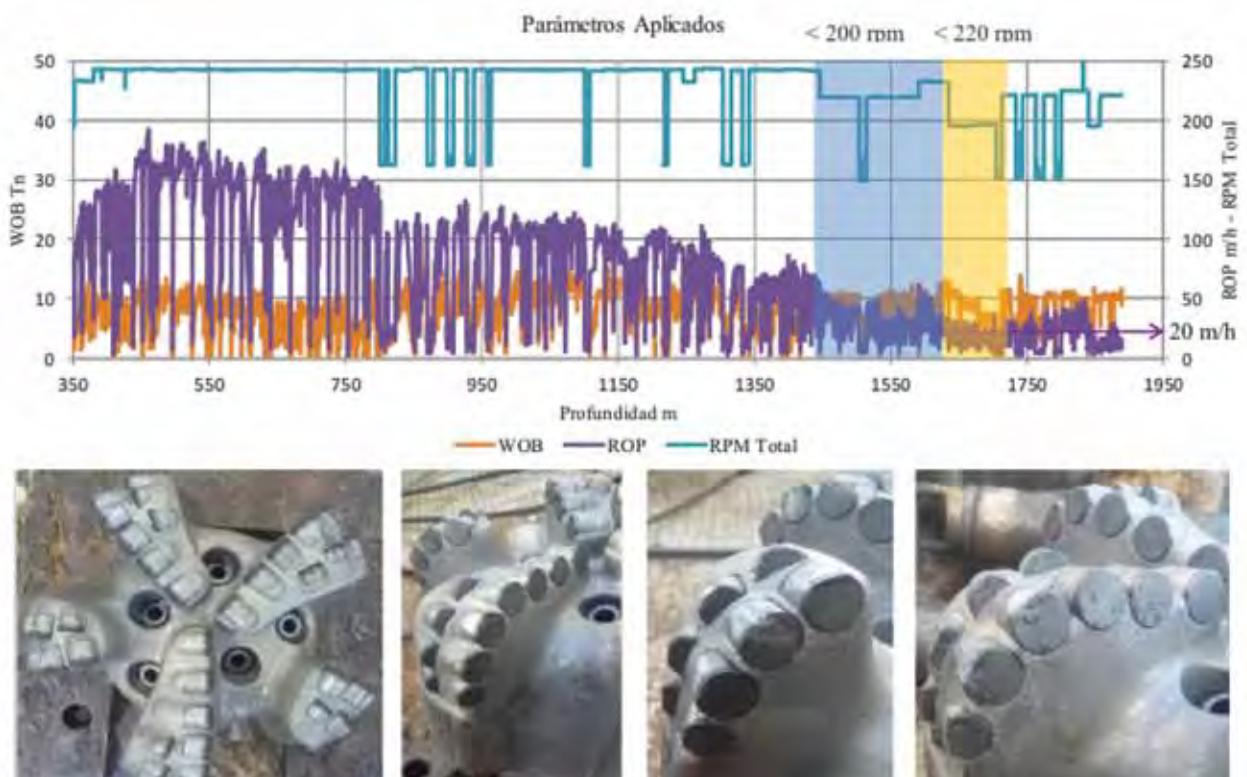


Figura 10. Parámetros aplicados en fase intermedia de El Orejano y condición del trepano PDC al finalizar la fase.



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

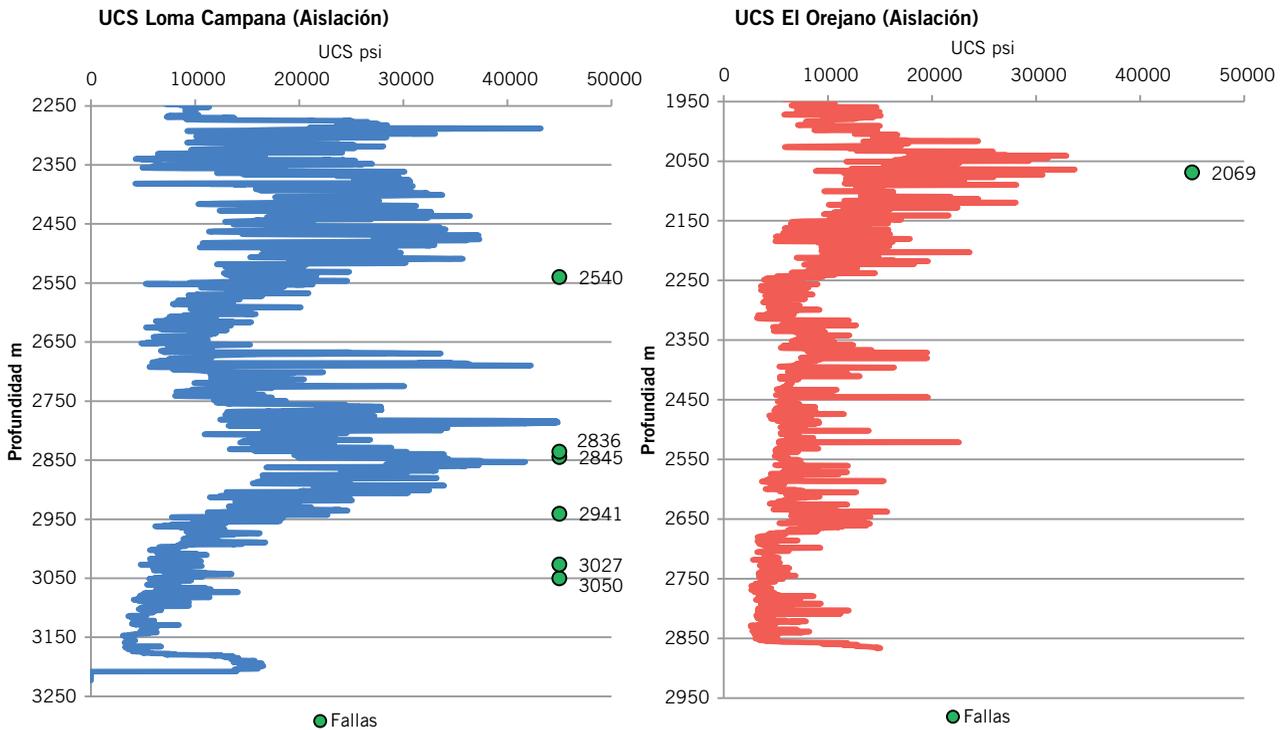


Figura 11. Perfil de UCS para la fase aislación de El Orejano y Loma Campana.

Otra evaluación realizada en este tramo fue relacionar las curvas de ROP, sónico de compresión (DT) y Gamma Ray (GR), como el ejemplo del campo Loma Campana que se muestra en la figura 13. Se corrobora que los cambios en el avance de penetración se corresponden con la respuesta del perfil sónico, pero también tienen una correspondencia con el perfil GR, incluso con mayor grado de correlación. Esto se debe al efecto mencionado de la composición litológica de la fm. Quintuco, ya que, en los tramos más arcillosos, las cuentas de API aumentan provocando una disminución en la resistencia de la roca, resultando en mayores tiempos de tránsito del perfil sónico. Es por ello que, si bien los registros de GR no son un indicador de dureza, en este campo se los puede considerar como una referencia de la resistencia de la roca. Esta respuesta natural de la formación otorga una ventaja significativa en el monitoreo de las operaciones, ya que las herramientas básicas MWD cuentan con medición de GR, no así la posibilidad de registrar un perfil acústico, que requiere una herramienta adicional en el conjunto direccional. En la figura 14 se muestra un ejemplo del comportamiento en un pozo horizontal con registro continuo de GR.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, cuando se presentan disminuciones de avance que no están asociadas

a un cambio en la litología de la roca y se observen valores de MSE superiores a 50.000 psi en Quintuco o mayores a 40.000 en Vaca Muerta con tendencia en aumento, son indicadores de la presencia de una falla en la herramienta y es necesario realizar el viaje para el reemplazo del BHA.

Validación de calibración MSE-UCS mediante medición de parámetros de fondo

Como se mencionó, el MSE es un indicador de la eficiencia de perforación medida en relación a la variable UCS. Otra metodología utilizada para validar este dato es a partir de variables registradas en fondo cercanas al trepano. Las variables que se han medido en la fase de aislación en Loma Campana y El Orejano son rpm, wob y torque de fondo. Con esta información puede calcularse el MSE de fondo (en lugar de realizar el ajuste del MSE de superficie con UCS) y correlacionarlo con el MSE de superficie. Es importante recordar que el UCS no es un dato disponible durante la perforación, ya que se estima a partir del perfil sónico una vez perforado; sin embargo, el MSE de fondo es un aproximador adecuado debido a que corresponde a mediciones a solo 3 m del trepano.

En la figura 15 puede observarse las curvas de MSE de

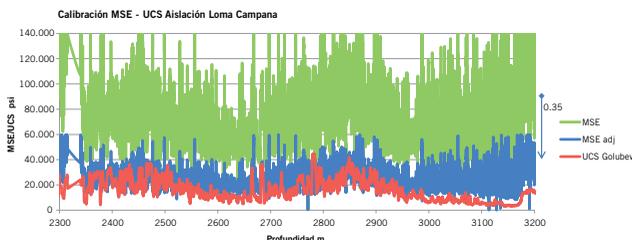


Figura 12. Calibración de MSE y UCS para la fase aislación de LC.

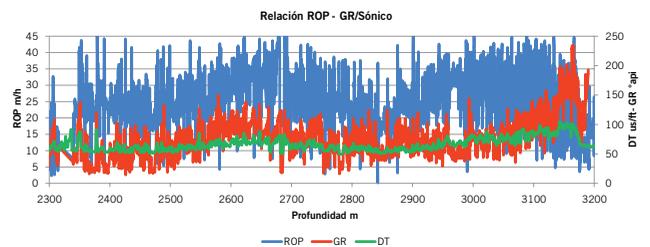
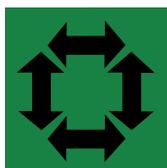


Figura 13. Relación ROP, GR y perfil sónico para fase aislación de LC.



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.



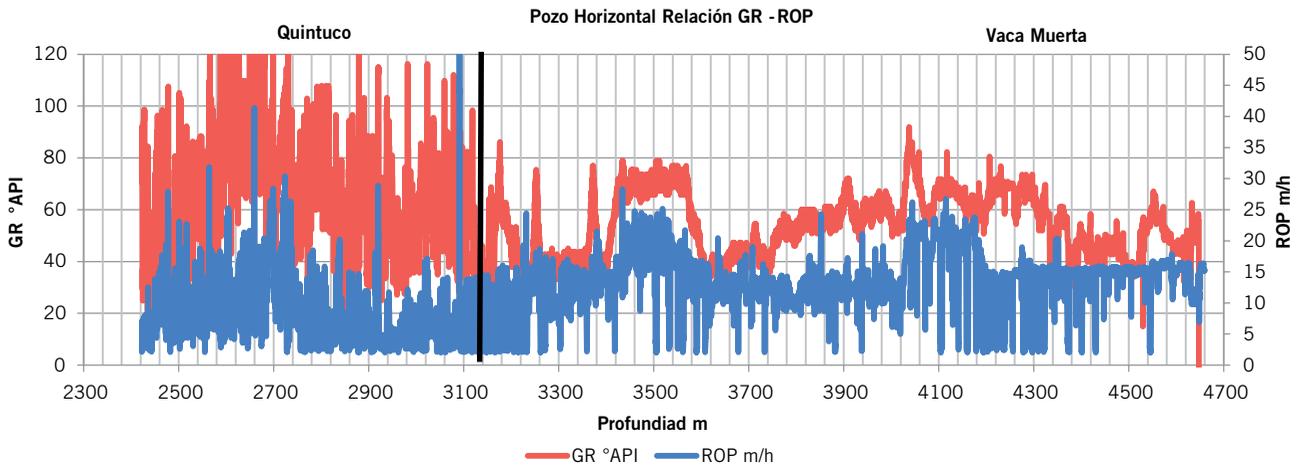


Figura 14. Relación ROP y GR en un pozo horizontal de LC.

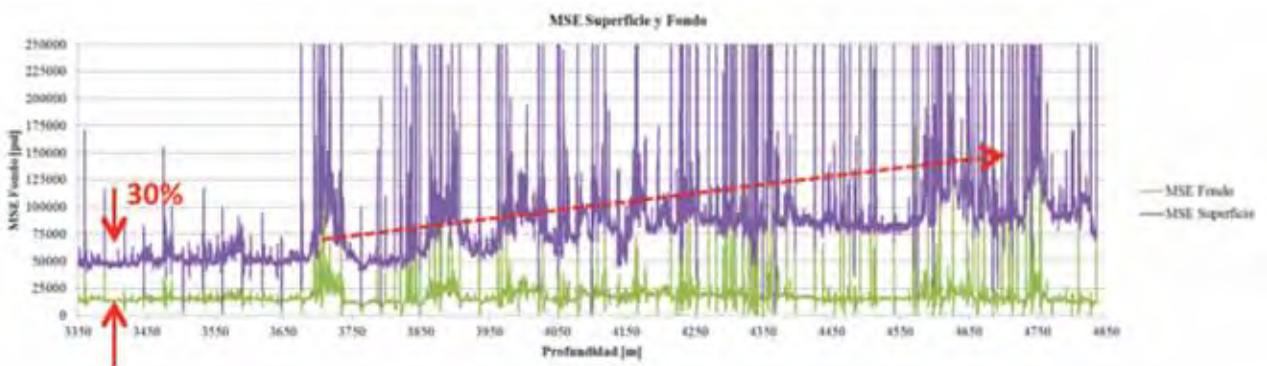


Figura 15. Tendencias de MSE de superficie y fondo para la extensión horizontal de pozo en Loma Campana.

superficie (violeta) y fondo (verde) a lo largo de la fase horizontal en un pozo de LC. Se nota que, en condiciones de perforación estables (avance y limpieza de pozo adecuada), la eficiencia estimada es del 30%. Además, alrededor de los 3700 m, las curvas comienzan a separarse como consecuencia de la tortuosidad de la trayectoria, lo cual generó el incremento del torque de superficie no así el de fondo. Este es un ejemplo de como el MSE también puede utilizarse para identificar escenarios de limpieza pobre, tortuosidad y transferencia de peso ineficiente, entre otros.

Implementación y resultados

El monitoreo continuo en tiempo real es de vital im-

portancia para el seguimiento de las tendencias del MSE, así como la buena comunicación de los eventos es crítica para alertar al equipo de trabajo respecto de la necesidad de modificar los parámetros y, en última instancia, acelerar la toma de decisión cuando el viaje a superficie es inminente.

Con este objetivo, YPF implementó en 2014 el primer Centro de Operaciones Remotas (COR) de la Argentina conformado por un equipo interdisciplinario de ingenieros que dan soporte al grupo de operaciones las 24 horas los siete días de la semana. En la figura 16 se muestra el espacio de trabajo del COR.

Asimismo, la compañía desarrolló internamente una herramienta de visualización ajustada a la necesidad de la



Figura 16. Centro de operaciones remotas en las oficinas de Loma Campana.

actividad, que no solo permite monitorear los datos registrados en locación (superficie y fondo de pozo), sino también procesar las variables y realizar estadísticas de rendimientos. La herramienta cuenta con dos paneles distintos, base tiempo (izquierda) y base profundidad (derecha), en los cuales puede medirse el comportamiento de la perforación del pozo seleccionado y adicionalmente la comparación con otros pozos históricos de correlación.

El beneficio importante de la herramienta es la capacidad de procesar la información en tiempo real generando gráficos *crossplots*, histogramas de frecuencia, gráficos de torta con discretización de tiempos en cada sección de pozo.

En la parte inferior de la figura 17 se muestran gráficos con el perfil de presión de bombeo vs profundidad vs caudal, MSE vs ROP vs presión diferencial, RPM vs WOB vs ROP y presión diferencial vs WOB vs ROP para el tramo horizontal de un pozo de LC. Todos ellos brindan un rápido

entendimiento de la condición del pozo.

Desde 2015 hasta la fecha se ha optimizado el proceso de construcción de pozo reflejados en una reducción importante de tiempos y costos. Respecto de la fase intermedia y la aislación, en la figura 18 se puede observar la reducción de los tiempos (en días) para Loma Campana y El Orejano.

Parte de la mejora observada en la figura 18 se logró por la implementación de parámetros óptimos de perforación acompañados del seguimiento del MSE ajustado para cada tramo y una rápida detección de fallas que permitió acelerar la toma de decisiones para un cambio de herramienta.

En 2015 se perforaron 59 pozos horizontales en los campos El Orejano y Loma Campana, en los cuales se presentaron un total de 29 fallas, 14 asociadas a rotura de motor de fondo y 15 a falla prematura de trepano, dando una probabilidad de falla del 49%. A su vez, el tiempo de

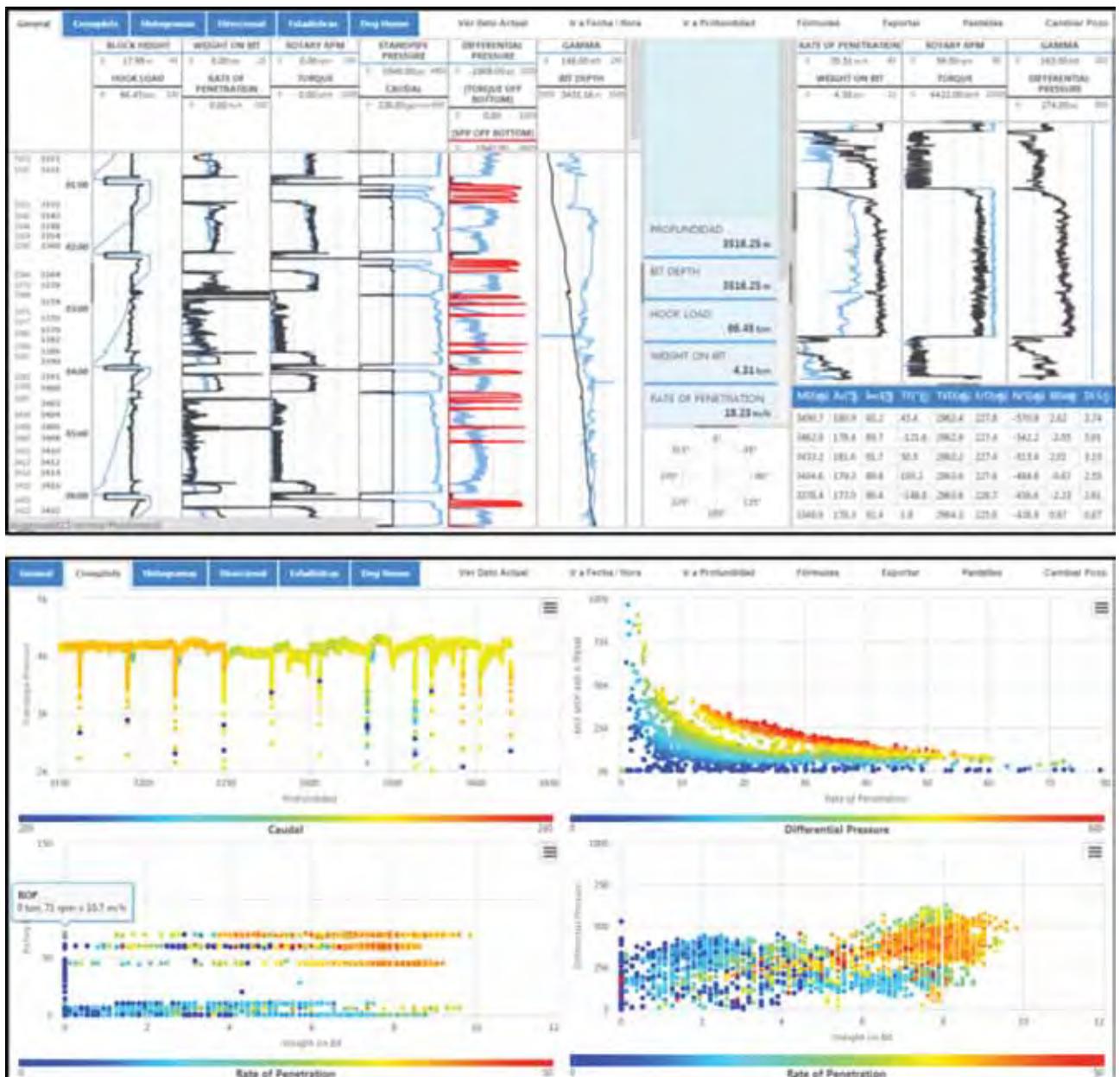


Figura 17. Herramienta de monitoreo EMMA y gráficos *crossplots* actualizados en tiempo real.

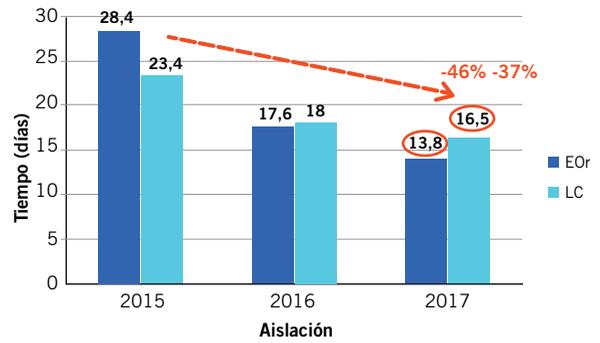
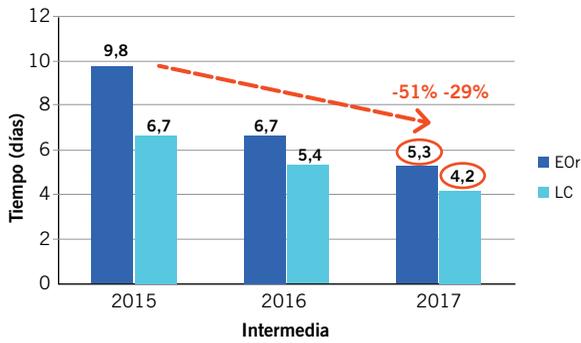


Figura 18. Evolución de los tiempos de construcción de fase intermedia y aislación en LC y EOr.

reacción ante problemas, es decir el tiempo entre la ocurrencia del evento y la decisión del cambio de BHA era en promedio de 32,6 h, ya que se trataba de variar parámetros de perforación suponiendo que el pobre avance era por una condición litológica y también se trataba de evitar la maniobra.

Durante 2016 se perforaron 87 pozos, en los cuales se presentaron 12 eventos con motor de fondo y 6 asociados a trépano, lo cual resultó en una probabilidad de falla del 21%.

En los primeros cuatro meses de 2017 se perforaron 18 pozos, con un total de 6 eventos, 1 de Motor de fondo y 5 de trépanos, así la probabilidad de falla ascendió al 33%. En este período se destaca el tiempo de reacción que, en estos casos, bajó a un promedio de 7 h, es decir un 78% menos que en 2015. Los valores se resumen en la tabla 1.

	2015	2016	Q1 2017
Cantidad pozos	59	87	18
Falla MDF	14	12	1
Falla TREP	15	6	5
Tiempo reacción	32,6		7
Probabilidad Falla	49%	21%	33%

Tabla 1. Tiempo de toma de decisión ante falla y % de fallas desde 2015 hasta abril 2017.



Conclusiones

El seguimiento de la variable MSE brinda una ventaja significativa en el proceso de perforación, ya que otorga un diagnóstico razonable sobre las condiciones del fondo del pozo. Pero, para su correcta interpretación, primero es necesario calibrar y registrar la tendencia normal en cada tramo del pozo en función de su litología. Para ello es importante invertir tiempo en el estudio previo con el fin de identificar los pozos con mejores resultados, obtener los perfiles eléctricos, determinar que regresión de UCS es más representativa en cada caso y ajustar las curvas de MSE, así se obtienen el coeficiente de ajuste y se estudian los parámetros aplicados para mejorar el avance.

Siguiendo esta metodología de trabajo se logra un modelo 2D del proceso de perforación de cada tramo de pozo para cada campo, y con el entendimiento del fenómeno se pueden aplicar decisiones para su optimización. Intentar optimizar sin el conocimiento previo rara vez conduce a buenos resultados. ■

Bibliografía

- The concept of specific energy in rock drilling*, R. Teale. Worton Hall, Isleworth, Middlesex, (Great Britain) Mining Research Establishment, National Coal Board, 1964.
- Drilling performance is a function of power at the bit and drilling efficiency*, Pessier et al., 2012, SPE/IADC 151389.
- Maximizing drill rates with real time surveillance of mechanical specific energy*, Dupriest et al., 2005, SPE/IADC 92194.
- Prediction of rock strength using drilling data and sonic logs*, Amani & Shahbazi. 2013, International Journal of Computer Applications.
- In situ estimation of roof rock strength using sonic logging*, Oyler, Mark & Molinda. NIOSH-Pittsburgh Research Laboratory.

Agradecimientos

Agradecemos a Sandro Alves (Gerente Centro de Operaciones Remotas de YPF); a los integrantes del Centro de Monitoreo Remoto Regional No Convencional; a Alberto Cinquegrani, Gerente P&WO Regional No Convencional; y a Raul Krasuk, Gerente de Operaciones P&WO de Argentina.

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

Es un
25% más
fácil respirar
con ellos.

Construidos
para entornos
de trabajo
difíciles.

Comodidad
durante todo
el día.

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

¿Por qué usaría otra cosa?

MÁSCARAS Y SEMIMÁSCARAS



SERIE FF-400



SERIE 6000



SERIE 7500

CARTUCHOS



6001 OV



60923 OV/AG

FILTROS SERIE 2000 /2200



2097



2297



3° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

Perforación de un pozo HTPH en el sur de la Argentina

Por *Daniel Casalis, Giovanni Landínez, Marcos Laudadio, Leonardo Tísera, Duilio Pelusso y Javier Tello* (YPF S.A.)



Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

En el yacimiento de Los Perales en el sur argentino, se planificó y se perforó un pozo a 4635 m de profundidad, 135 m más de lo planificado originalmente, cuyo objetivo fue alcanzar las progradaciones sedimentarias de más de 400 m de espesor, desarrolladas en la base de la Fm D-129 y tope de la Fm Cerro Guadal (Neocomiano) (Figura 1).

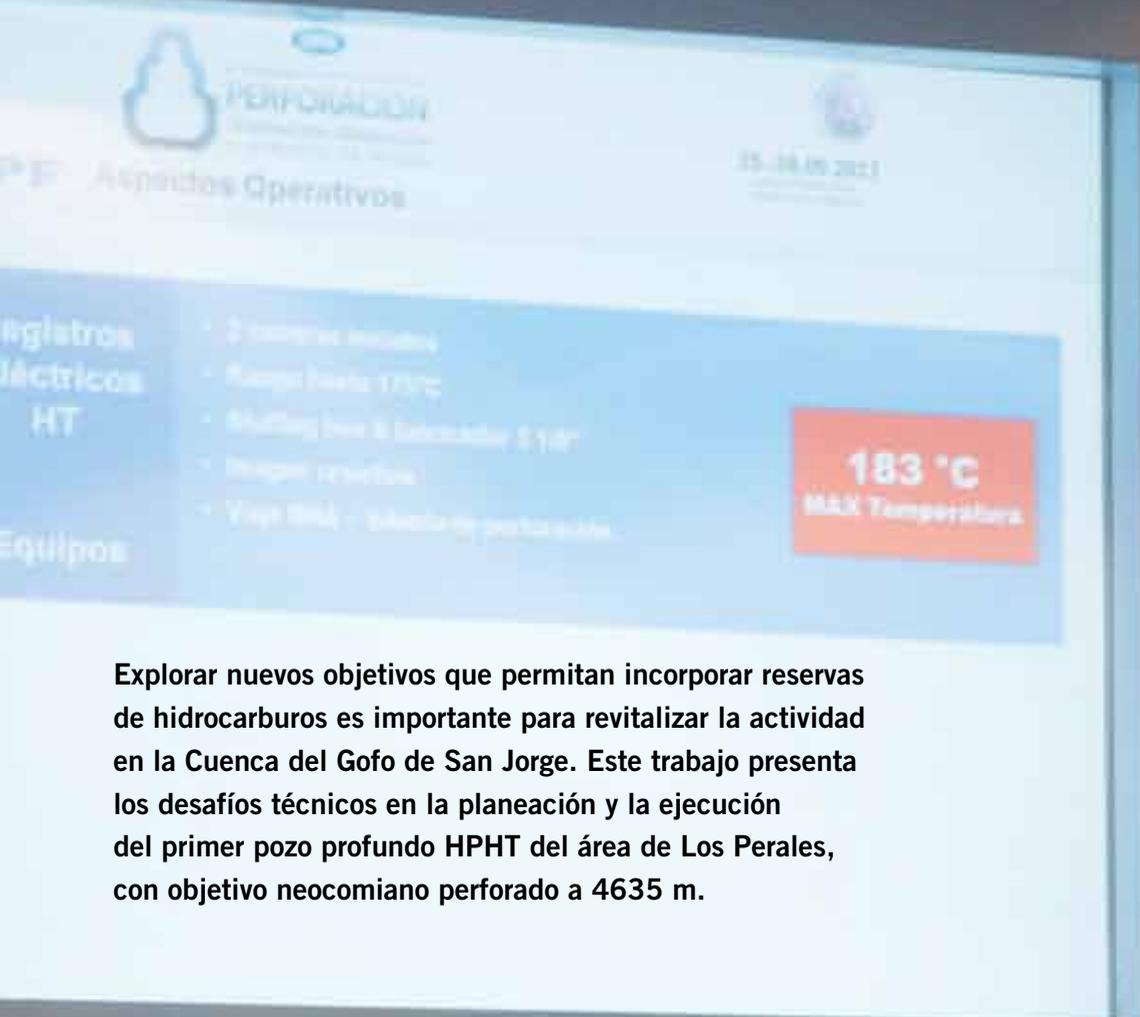
En general los pozos de este yacimiento son perforados a la formación Bajo Barrial Inferior a una profundidad promedio de 1600 m.

Los pozos de referencia que teníamos habían alcanzado la profundidad de 3700 m como máximo, pozo EDL.x-1 perforado en 1989 y las primeras estimaciones dieron que

no encontraríamos sobrepresiones y la temperatura sería de alrededor de los 155 °C a la profundidad final.

Con estas premisas se programa el pozo. Luego de alcanzar la profundidad de 3600 m, se comienzan a observar las primeras manifestaciones de gas y desde los 4000 m se encuentran sobrepresiones, se llega a los 4142 m donde se detiene la perforación con una presión de fondo de 12.300 psi y una temperatura registrada a los 4058 m de 166 °C y se entuba la cañería de 7" (Figura 2).

En este punto el pozo se transformó en HPHT* y comenzó una nueva planificación para alcanzar la profundidad final programada de 4500 m con presiones de fondo que superan los 12.300 psi y temperaturas medidas de 183 °C.



Explorar nuevos objetivos que permitan incorporar reservas de hidrocarburos es importante para revitalizar la actividad en la Cuenca del Gof de San Jorge. Este trabajo presenta los desafíos técnicos en la planeación y la ejecución del primer pozo profundo HPHT del área de Los Perales, con objetivo neocomiano perforado a 4635 m.

Los desafíos a los que nos enfrentamos fueron los siguientes:

- Disponibilidad en la Argentina de equipo de control de pozo de 15K psi.
- Acondicionamiento del equipo de perforación para el posible uso de UBD.
- Fluido de perforación: el pozo en cuestión, por restricciones ambientales se perforó con un lodo base agua de alta densidad, 1950/2000 g/l y especial para alta temperatura.
- Formación con alta resistencia compresiva y consecuente baja ROP.
- *Well control*: en un pozo HPHT siempre se observará flujo de retorno durante un chequeo de flujo (*flow check*), para no confundirlo con una surgencia real del pozo se debió implementar un sistema de *Fingerprinting* para evaluar esta situación. *Fingerprinting* es fun-

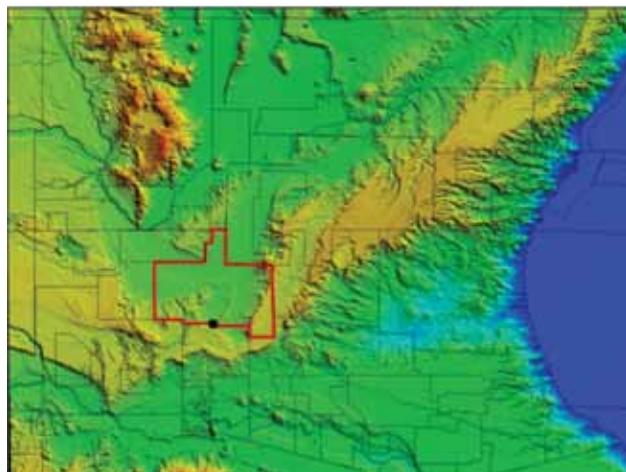


Figura 1. Ubicación y marco geológico.

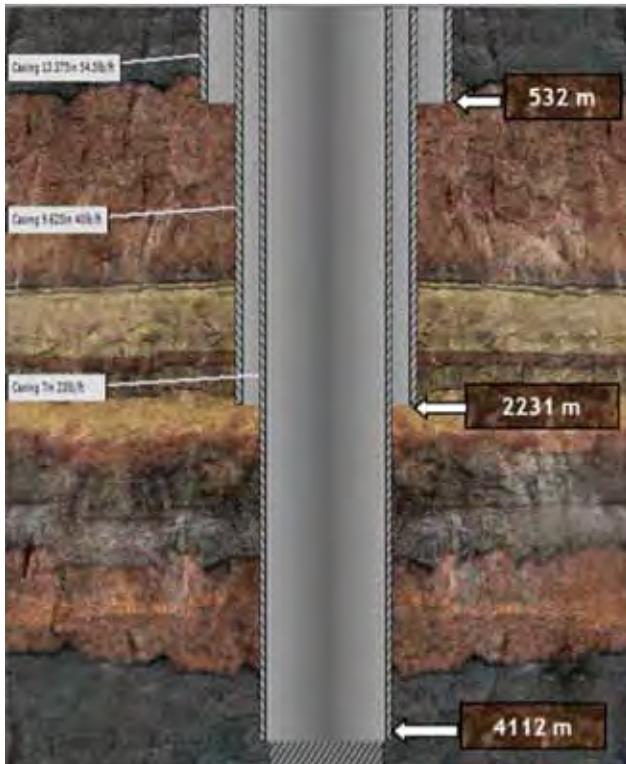


Figura 2. Cañerías entubadas.

damental su uso en pozos HPHT.

- Uso de cañería de contingencia con reducción de diámetro de fase aislación (Figura 2).
- Herramientas de perfilajes para alta temperatura.
- Cementación de la sección inferior con temperaturas de 183 °C y una ventana operación estrecha con ECD acotada.

Fase de planificación

Los puntos salientes en la planificación de la fase HPHT fueron los siguientes:

Disponibilidad de equipo de control de pozo 15Kpsi

Ante la no disponibilidad en la Argentina de equipo de control de pozo de 15Kpsi (BOP y demás componentes de su configuración*-API STD 53), se realizó una licitación que concluyó en la fabricación y la provisión de la misma por el proveedor de equipos y servicios petroleros en China (KERUI). El proceso de diseño y fabricación demandó

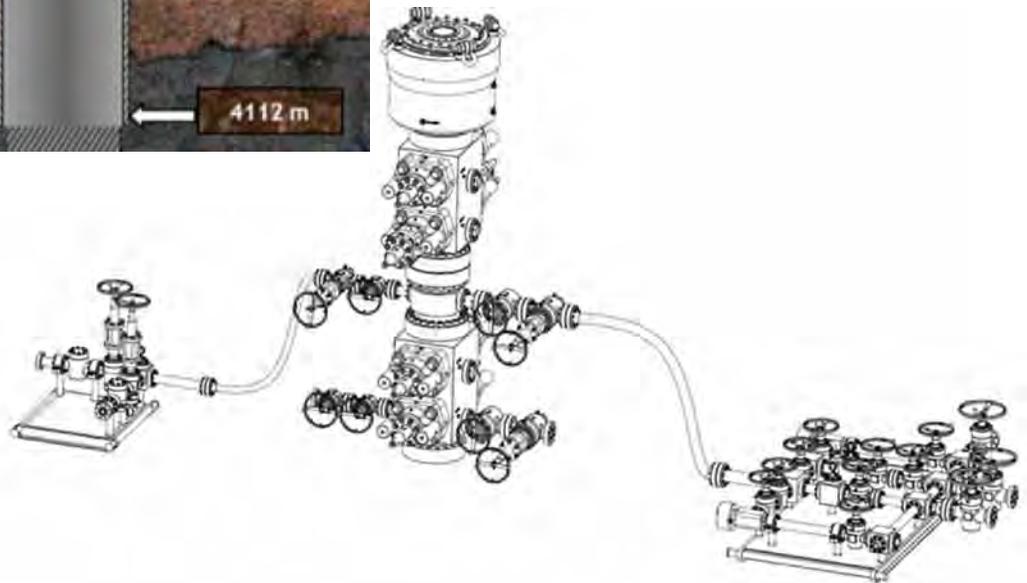


Figura 3. Equipo de control de pozo.

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

Propiedades	Polymer Driscal 2.2 SG – 350 °F				
	FANN 35	FANN 77			
Temperatura	120	120	200	275	350
Presión	0	0	4875	9500	14250
600	192	164	82	59	46
300	105	88	51	34	25
200	69	61	37	25	18
100	38	34	22	15	11
6	5	7	5	5	3
3	3	5	5	4	3
Viscosidad plástica cP	87	76	31	25	20
Punto de fluencia, lb/100ft ²	18	13	19	9	5

Tabla 1. Ensayos de reología.

tres meses, mientras que el traslado tres meses más, debido a demoras administrativas en el despacho.

No se encontraron antecedentes de uso de BOP 15 Kpsi en YPF. Sus dimensiones (Figura 3), junto al posible montaje de unidad *underbalance*, hicieron que fuera necesario montar la subestructura del equipo perforador sobre un conjunto de ponys y tablonada que aumentaron la altura libre bajo la mesa rotativa a 8 m. Este montaje requirió de estudios de estabilidad de equipo, resistencia de los mismos y compactación adecuada del suelo.

Fluido de perforación WBM HT

La formulación de este fluido de perforación para ambientes HPHT requirió una selección y ensayos de laboratorio previos dados los requerimientos especiales para las condiciones de este pozo. Se planificó un fluido de perforación

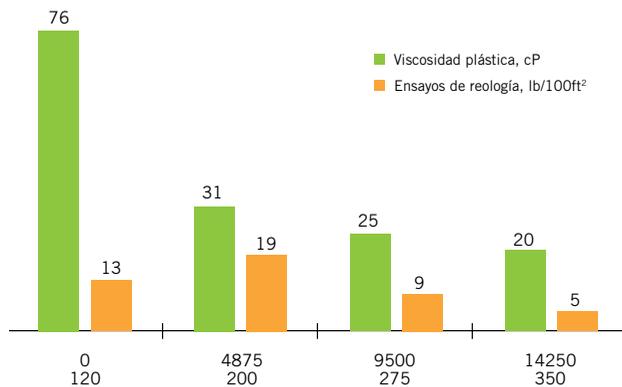


Gráfico 1. Reología HPHT. Polymer Driscal 2,2SG 350°F.

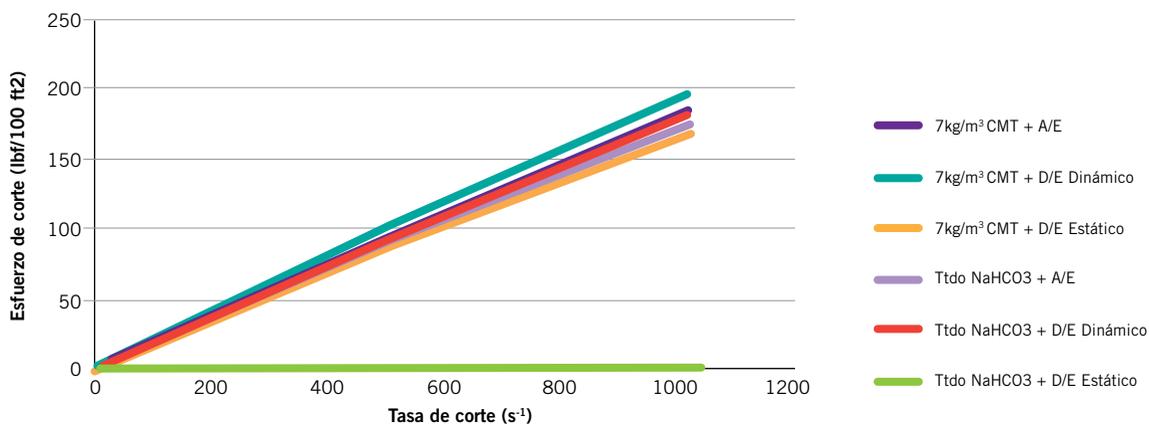


Gráfico 2. Reología

ración *Therma Drill* base agua especial para estos tipo de pozos, densidad de inicio 1950 g/l, densidad máxima alcanzada 2000 g/l y densidad de lodo pesado de reserva, *kill mud* 2100 g/l.

Se realizaron ensayos de laboratorio para definir la mejor formulación en orden de tener, entre otras, un fluido resistente a largos períodos de reposo bajo los efectos de la temperatura, valores reológicos adecuados para sostener altas concentraciones de densificantes y utilización de productos térmicamente estables para las temperaturas a encontrar.

Con diferentes formulaciones y agregados de sólidos se llevaron a cabo los siguientes ensayos:

- Envejecimiento dinámico del lodo a temperatura de fondo prevista.
- Envejecimiento estático del lodo hasta 88 h y a temperatura de fondo prevista.
- Ensayos de contaminación con cemento.
- Ensayos según la norma API 13 B-1.
- Ensayos reología HPHT - Fann 77 (Tabla 1).

Se definieron formulación y productos HT necesarios y productos de contingencia de acuerdo con los resultados de los mismos. Además se llevaron a cabo ensayos de lodo con contaminación de cemento para observar los efectos sobre las propiedades reológicas, como resultado se obtuvo que no es necesario un tratamiento para rotar cemento.

Formación con alta resistencia compresiva y consecuente baja ROP

De acuerdo con los antecedentes de perforación de la fase anterior, hasta 4130 m, en este mismo pozo el riesgo de aprisionamiento durante la perforación representaba un riesgo potencial mayor al que representaba operativamente el uso de trépanos tricónicos que tendrían horas limitadas de rotación, pero menor riesgo de aprisionamiento. Debíamos convivir con la baja penetración y, por ende, las horas acotadas de la vida de los trépanos. En función de esto y luego de consultar con el fabricante de trépanos se acordó trabajar con una vida útil de 150 Krev para los trépanos tricono 6" (IADC 637), por lo que se planifica una curva de avance con 15 carreras de 25 m y 31 h de rotación máxima cada una (Gráfico 3).

De acuerdo con la litología encontrada y al estado de los trépanos luego de sacar a superficie después de cada carrera, se evaluaría aumentar las Krev y la posibilidad de usar trépano PDC (Figura 4).

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)



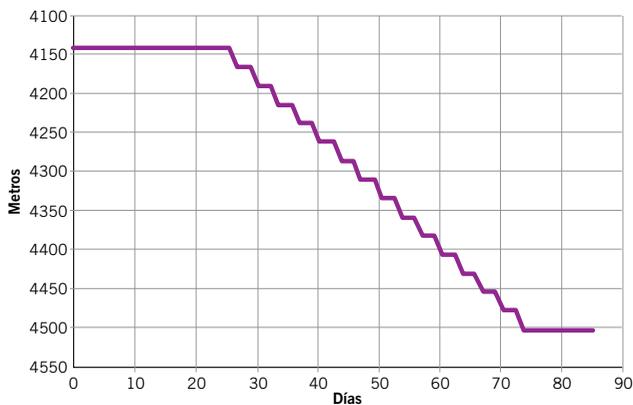


Gráfico 3. Curva de avance.

Well Control y diámetro reducido de perforación

Considerando que se trata de un pozo de gas HPHT y de diámetro reducido, resulta de suma importancia la pronta detección y el rápido cierre del pozo ante un influjo de manera de reducir el volumen del mismo, ya que se expandirá considerablemente en su ascenso a superficie.

En un pozo de estas características, el comportamiento del flujo de retorno durante un *flow check* está afectado por

diversos factores: fluido drenado en líneas de superficie, compresibilidad del fluido, expansión térmica y carga de formación si se está manteniendo el control primario del pozo (la presión hidrostática se encuentra por encima de la presión de formación). Muchas veces puede confundirse este comportamiento de fluido recuperado durante un *flow check* con un influjo de pozo o se puede estar en una condición de influjo de pozo que es mal interpretada con el volumen recuperado durante un *flow check*.

Con este propósito y, en función de una correcta evaluación del flujo de retorno, se desarrolló un mecanismo de control de volumen de retorno basado en los sistemas *Smart Flowback Fingerprinting* que se utiliza en operaciones *off shore* adaptado a nuestra operación. Para esto se desarrolló una macro en Excel que toma la información en tiempo real de los sensores del equipo de perforación, de servidores propios de YPF y permite medir el volumen acumulado durante un chequeo de flujo *versus* una curva base previamente establecida de una condición normal de chequeo de flujo. Una variación en el comportamiento de esta curva de volumen acumulado es una alerta de que estamos en una condición de desbalance hidrostático y el pozo se encuentra aportando fluidos de formación (influjo) (Gráfico 1).



Figura 4. Estado de los trépanos usados.

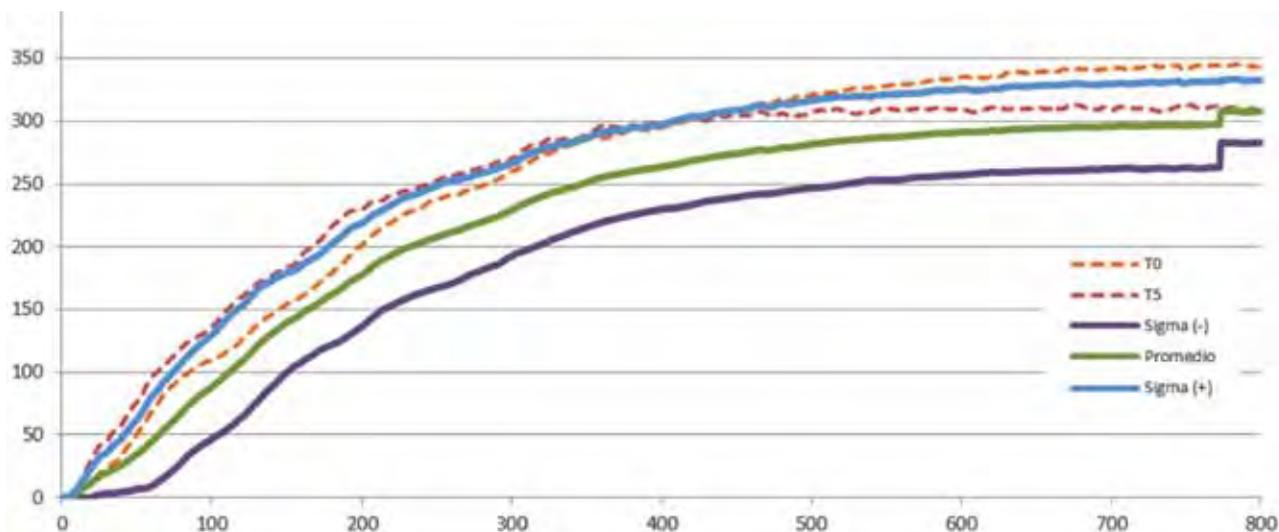


Gráfico 4. *Smart Fingerprint*. SPE 163474

Para calibrar estas curvas, se realizaron pruebas de flujo de retorno antes de hacer el *drill out* (perforación) del zapato del *casing* intermedio y salir a pozo abierto, se registró la curva de *flowback* (retorno) característica del pozo, dado como resultado las curvas que se observan en el gráfico 4, curvas T0 a T5 donde se observa una estabilización de *flowback* entre 10 y 13 m *in* y un volumen retornado de 250 a 350 l (aprox. 2 bbl).

Este *flowback* refleja los efectos de temperatura y compresibilidad dentro de cañería y fue la base de la curva característica del pozo. A esta curva base, al salir a pozo abierto, se van a sumar los efectos antes enumerados, para luego registrar y comparar en tiempo real y de esta manera identificar de manera temprana un pequeño influjo.

El punto de asentamiento del *casing* de 7" fue definido en 4140 m luego de haber encontrado durante la perforación del pozo una zona de presión anormal a partir de 3700 m. Se seleccionó un *casing* de 29# para mejorar el factor de diseño a desplazamiento por gas y ante evacuación (pérdida de nivel de fluido), el *drift* solo permite el paso de un trépano de diámetro 6" y el diseño de pozo fue ajustado de acuerdo con este cambio.

Se instalaría cañería de 5" conexión *semi flush* en pozo abierto y uno 750 m dentro de *casing* de 7", apta para fractura por *casing*. Con este anular reducido se tiene igualmente un aumento en el ECD durante la cementación.

Columna	OD/Peso/grado	Tipo de conexión	Intervalo MD (m)	Cham. día (in)
Producción	5", 20.800 lb/pie, P-110	Tenaris Blue	0-3400	4.031
Entubación	5", 21.400 lb/pie, P110-ICY	TSH W625	3400-4500	4.001

Por la condición de pozo de diámetro reducido y lodo de alta densidad, la ECD en el fondo del pozo durante las maniobras resulta sensible a la velocidad de sacada/bajada, por lo tanto para evitar influjo y generar pérdidas inducidas en la formación, se calculó la velocidad de maniobra antes de comenzar cada una, de esta forma nos asegurábamos de no inducir entrada de gas al pozo manteniendo constante la presión de fondo (Tabla 2). Se instruyó al personal de monitorear la velocidad de sacada y llevar estricto control de la misma según curvas de velocidad (Gráfico 5).

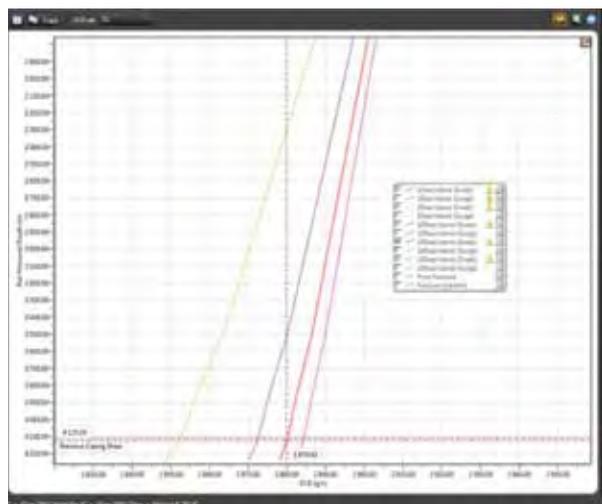


Gráfico 5. Curvas de velocidad de maniobras.

Run	ECD at Measured	ECD at 10seg/stand	ECD at 55seg/stand	ECD at 100seg/stand	ECD at 145seg/stand	ECD at 190seg/stand
Depth	(Swab)	(Swab)	(Swab)	(Swab)	(Swab)	(Swab)
2280	1308	1880	1892	1897	1899	
3540	1062	1863	1880	1886	1890	
4140	896	1852	1872	1880	1884	
4240	833	1849	1870	1878	1883	

1 Stand = 27,4 metros

Tabla 2. Velocidad de maniobra.

Herramientas de perfilaje de alta temperatura y diámetro reducido

Considerando las temperaturas del pozo debíamos diseñar la propuesta técnica de los registros eléctricos con las limitantes de las herramientas existentes teniendo en cuenta fundamentalmente los tiempos operativos para evitar exponer las mismas a temperaturas superiores al límite operacional.

En un principio se estimó la temperatura máxima de fondo en 185 °C, por lo que se decidió ajustar las carreras de perfilaje de acuerdo con la temperatura que fuera registrada en la primera carrera.

Se organizaron las carreras del perfil de aislación de forma de optimizar los tiempos operativos según el siguiente cuadro:

Servicios solicitados

1. Inducción-Calibre 4 brazos-Sónico Compensado-GT-SP
2. Resonancia magnética-Mineralogía avanzada
3. Densidad-Neutrón-GR spectral
4. Imagen resistive-GR
5. Presiones
6. Testigos laterals rotados
7. Imagen ultrasonica (Opcional)

La mayoría de las herramientas estaban especificadas para 175 °C, pero con picos máximos de trabajo de una hora en 185 °C, por eso la estrategia se basó en perfilar primero las herramientas más robustas.

Además se tuvo en cuenta la densidad del fluido (1950 g/l) y, debido al requerimiento de nuestros estándares, se planificó el uso de equipamiento de control de presión para perfilar el pozo en forma segura.

Cementación de la cañería 5" con SBHT de 183 °C, estrecha ventana operativa y lechada 17.5 ppg

Se requería una lechada de alta densidad, 17.47 ppg (2090 gr/lit) para alta temperatura, con control de gas y una reología que permitiera realizar la cementación si exceder la ventana operativa.

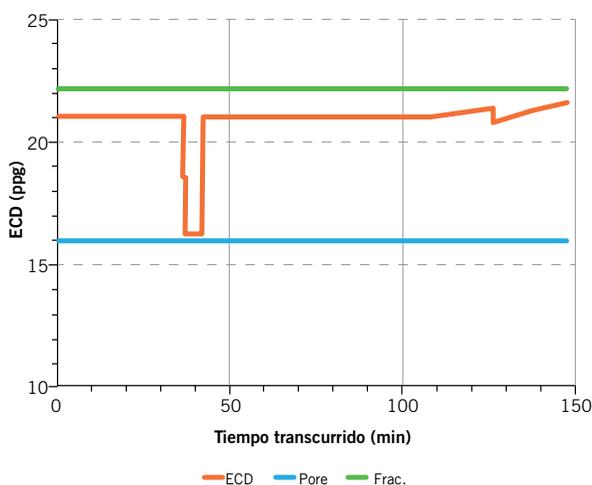
Después de más de 40 ensayos de laboratorio de todos los productos/fluidos por utilizar a la temperatura real de fondo (tanto de la lechada como de los colchones) para evaluar que sus propiedades no se vean afectadas y generar altos geles o valores reológicos no deseados, se consiguió una lechada adecuada.

Características de la lechada

- Lechada principal (MD): 3382 m - 4635 m
- ARG TAIL 17.466 PPG
- 0,05% ARF-995
- 1,40% ARC-RT2
- 0,20% ARC-AS2

1,70% ARC-FR1
 48,00% Hematita
 35,00% Sílice # 200
 16,00% ARC-FL4
 0,30% ARC-DF3
 Agua: 60,00%
 Rendimiento: 59,19 l/sk
 Agua requerida: 21,85 l/sk
 Densidad: 17,47 ppg
 Bombeabilidad: 5:25 hs:min
 Resistencia a la compresión: 500 psi 6:8 hs:min
 Pérdida por filtrado: 22 cc/30 min
 Agua libre: 0 ml
Tope Cemento: 3382 m
Vol Lechada: 55 bbl @ 3.0 bpm

Para la operación de cementación se calculó un volumen de desplazamiento corregido por efecto de la compresibilidad que resultó de un 2,5% (6bbl) y el envío de 5 bbls de espaciador al comienzo del desplazamiento, por sobre el tapón superior, para minimizar cualquier riesgo de contacto entre ambos fluidos dado la incompatibilidad entre lodo y lechada. Este colchón diseñado también tiene el objeto de prevenir o minimizar riesgo de pérdidas de circulación, mejorar la adherencia del cemento al casing y a la formación.



Fase de ejecución

Reunión de pre-inicio

Como parte de la preparación y la comunicación del plan de perforación propuesto se realizaron varias reuniones previas al inicio con el personal operativo y de supervisión de la regional para explicar detalladamente la

propuesta de perforación y especialmente aquellos puntos que eran diferentes en este pozo con respecto de los pozos que normalmente se perforan por YPF en el área. Varios detalles operativos fueron ajustados de acuerdo con la disponibilidad de recursos y servicios en la regional y desde el punto de vista de contratos para servicios identificados como críticos (por ejemplo, equipo UBD de contingencia, Pony para posicionamiento de equipo de torre) tuvieron que ser gestionados a través de adaptación temporal de contratos de servicios para la realización de esta operación.

A todo el personal se le explicó con especial énfasis el control de pozo preventivo destacando la importancia de identificación temprana de signos de aporte de pozo para evitar situaciones de *well control* con presiones de control elevadas y riesgo de comprometer la operación.

El procedimiento de *finger printing* que es nuevo en las operaciones de YPF fue específicamente preparado y explicado a todo el personal de operaciones y de ingeniería en la regional desde la fase de planeación para tener un buen entendimiento del fenómeno de comportamiento de expansión de fluido de perforación por efecto térmico con el objetivo de no ser confundido con un aporte de pozo (situación de control de pozo).

Dado que se incorporaron varios participantes en sitio para la operación (cabina de control geológico, sensores PVT, maquinista y personal de compañía de torre, Company Man, Jefe y Superintendente de operaciones de la regional) se reforzó el proceso de comunicación especialmente ante situaciones / eventos que si no eran bien controlados desde el inicio podrían generar a problemas de calidad críticos.

Operación etapa preparación de equipo de perforación

Para llevar adelante este proyecto se debió contar con un tiempo mínimo previo al ingreso a pozo; preparar la torre de perforación, los equipos, los contratos y los elementos de operación como de respaldo para desarrollar así la perforación.

Entre los puntos más importante por destacar se encuentran:

- Remplazo sección C de cabezal existente de 7 1/16" 10M a sección B1 de cabezal 11" 15M.
- Pony y altura subestructura.
- Reforma y alineación en circuito de alta presión.
- Desgasificador.
- Piletas de circuito principal y volumen auxiliar de ahogue (*kill mud*).
- Capacidad de separador, líneas de quema y de pánico.
- Removedores (agitación) y embudos con capacidad para preparación de gran volumen.

	Servicio	Mont.	Baja	Perfil	Saca	Desm	Total
Run 4.1	QAIT-QSLT-PPC	2,00	1,75	1,25	2,25	1,00	8,25
Run 4.2	CMR-NEXT	1,00	1,75	2,25	2,25	1,00	8,25
Run 4.3	QLDT-QCNT-HNGS	1,00	1,75	1,25	2,25	1,00	7,25
Run 4.4	FMI-GR (1)	1,00	1,75	1,25	2,25	1,00	7,25
Run 4.5	NDT-GR	1,00	1,75	6,00	2,25	1,00	12,00
Run 4.6	MSCT-GR	1,00	1,75	6,00	2,25	1,50	12,50
Run 4.7	UBI-GR	0,50	1,75	2,25	2,25	2,00	8,75
							64,25



Proteger tu salud es el combustible que nos mueve.



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



www.swissmedical.com.ar
0810.333.2244



EL SERVICIO DE EMERGENCIA
Y PREVENCIÓN INTEGRAL
PARA LAS EMPRESAS.

NUESTROS SERVICIOS:

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

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

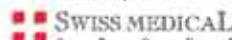
Buenos Aires: (011) 5272-8256 - Herrera 541, 2º Piso | Salta: (0387) 422-3778 España 943 4º piso

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



Emergencia y Prevención

con el respaldo de



- Programación y logística de materiales para preparación de fluido en locación.
- Montaje de BOP 15K de 5,5 m de altura, lo que obligó a la utilización de grúas de 70 tn, tarea debió ser bien organizada desde el aspecto de cargas suspendidas, como asegurar el hermanado y torqueado efectivo.

Operación etapa perforación de pozo de la sección producción

Antes de comenzar la fase de perforación y llevar adelante la sección final de pozo en 6", se realizó la rotación de collar *shoe track* con trépano de conos. Esta maniobra se utilizó para conocer el estado de fondo de pozo y para la conversión de fluido por uno pesado. Así se pudo contar con la primera barrera activa. La zapata de fondo era una de tipo perforadora, por lo tanto y como estaba planificado, se utilizaron una serie de fresas especiales que se encargaron de moler la mencionada zapata y su *crossover* que la vinculaba al casing 7" (Figura 5).

En principio y, como estaba estipulado, se perforó con trépanos de conos, ya que la geología nos desafiaba a valores de compresibilidad de roca entre 20.000 psi y 25.000 psi y, por momento, mayores también. Por ello las ratas de penetración esperadas no superarían 1 m/h, y sumado a un ambiente HPHT, la densidad empleada y la durabilidad de los cojinetes, los tiempo máximo para cada carrera por cambio de trépano estaban entre 40 y 50 h algo más de lo programado.

Con estudios de análisis de roca previos se había identificado los cortadores PDC más específicos por si fuera necesario su uso.

Fueron ejecutadas dos carreras, ambas con trépanos PDC 6 in con configuración 6 aletas y cortadores para alto impacto. La primera de ellas logró un avance desde los 4241 m hasta los 4409 m, lo que llevo un avance 168 m equivalente a más de cuatro carreras de trépanos de cono.

En cuanto al segundo caso, tanto fue su avance en métricas perforadas, que condicionó el poder realizar un cambio en la profundidad final de pozo que llevo a poder tener mejor visualizada mediante recortes en superficie la formación alcanzada. Esta segunda carrera logró un avance desde los 4409 m hasta los 4635 m (profundidad final de pozo) y llegó a 226 m de avance.

Para la primera carrera de PDC se logró ROP 1,75 m/h y 96 h de perforación (Figura 6). Mientras que en el segundo caso, la ROP fue de 1,74 m/h y 130 hs de perforación (Figura 7).

En ningún caso se utilizó motor de fondo, ya que el ambiente y la temperatura hubieran generado una degradación temprana de sus componentes.

Si bien, el diseño original contemplaba la utilización de trépanos TRC, trabajar sobre la evaluación de riesgos y sus mitigaciones correctivas llevando al cambio de un tipo de trépano por otro, produjo un salto cuantitativo como cualitativo en ROP y métricas.

Aunque se perforaron 135 m adicionales a la profundidad planificada, el desempeño de los trépanos permitió que se perforara en menos tiempo de lo que se programó.

Los viajes mayores a 4200 m demandaban que, previamente se ejecutara una rutina de alistamiento por posibles influjos y desestabilización de densidad, producto de ingreso o percolado de gas:

- *Fingerprinting*
- *Flow check*
- Velocidad de viaje
- Llenado de pozo por tanque de viaje

Como fue planeado en cada agregado, antes de realizar el desenrosque, se controló el desplazamiento, que se monitoreaba en tiempo real a través de la sala de monitoreo que opera en el área de NOC según flujo de tareas (Figura 8), todos los controles de ganancia de volumen se realizan a través del nivel del *trip tank*, dando como resultado lo que se observa en la figura 9.

La velocidad de viaje se determinó mediante modelado y se implementó el seguimiento mediante *software*. Con este método, las curvas de surge & swab eran corregidas y ajustadas con los parámetros de densidad y reología y controladas minuciosamente.

La planilla de llenado de pozo es una herramienta de uso frecuente y, si bien es antigua, resulta muy efectiva, manteniendo la condición preventiva y a la cuadrilla en estado alerta.

Durante la etapa de preparación del fluido de alta performance se dispuso un volumen 120 m³ con densidad de 1950 g/l, lo cual demandó 113,7 tn de barita como material densificante. La operación demandó un tiempo consi-



Figura 5. Fresas utilizadas y estado final.



Figura 6.



Figura 7.

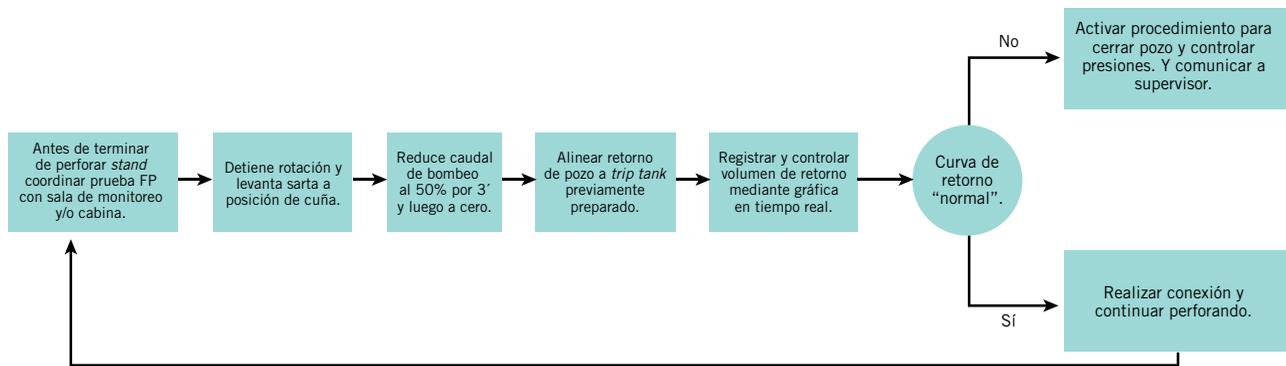


Figura 8. Secuencia de operaciones.

derable de 6 días, debido a la homogenización necesaria, luego estuvo aproximadamente un mes bajo agitación en las piletas antes del comienzo de la perforación, debido a los tiempos que demandó el acondicionamiento de equipo, montaje y pruebas de la BOP. Se realizaron pruebas pilotos con goma xántica para incrementar la capacidad de suspensión del fluido. Dicho tratamiento, más el agregado de los agitadores hidráulicos y mecánicos en piletas solucionaron los inconvenientes de decantación de la baritina.

Por otro lado, se acondicionó un volumen de ahogue de 1,5 veces el volumen del pozo de densidad 2210 g/l.

Además de los ensayos de laboratorio para ajustar el diseño y la formulación, se llevaron adelante ensayos pilotos previos a todos los tratamientos de lodo en locación, al igual que ensayos semanales de reología HPHT, para ello se utilizó viscosímetro Fann 77 y ensayo semanal de la distribución de partículas del fluido del sistema activo en laboratorio de base operativa.

La evaporación del agua del fluido de perforación fue contrarrestada con adiciones constantes de agua fresca. La tasa de adición de agua fue variando a lo largo de la operación y se realizaron los cálculos en base a:

- Mantener la densidad estable.
- Mantener volúmenes.
- Se comparaban los cálculos de tasa de adición de agua con los cálculos teóricos.

Se trabajó con valores de calcio > 400mg/l (0,4 kg/m³) dado que en gran parte de la operación se registró presencia de CO₂.

El control del filtrado fue una preocupación, ya que en estos tipos de pozo es fundamental su evolución.

Al principio de la operación de perforación, se observó que el comportamiento del filtrado HTHP no fue regular. Solo era posible mantener los valores dentro de lo programado al cabo de cierta cantidad de tiempo, esto variaba entre 30-40horas, superado este lapso el filtrado HTHP se incrementaba drásticamente desde 14 cc/30 min hasta 30-40 cc/30 min. Una vez realizados los ensayos correspondientes y, a partir de la profundidad de 4200 m, se comienza a realizar el tratamiento de mantenimiento conservando los valores por debajo de los 20 ml. De esta manera fue posible mantener el control del filtrado HTHP hasta el final de la operación.

En varias oportunidades se observó que el fluido aumentaba la densidad, al disminuir la temperatura. Dicho

evento ocurría cada vez que había una maniobra en pozo (viaje de reconocimiento, cambio de trépano, registro eléctrico, etc.). El fluido de la superficie quedaba removiéndose hidráulica y mecánicamente por prolongados períodos, su temperatura descendía a la temperatura del ambiente (20-30 °C) y la densidad aumentaba un promedio de 60 g/l.

Antes de a cada maniobra se tomaba una muestra del fluido de fondo de pozo, se colocaba a rolar por 16 h a 350 °F. Luego se le realizaba un ensayo completo para verificar el efecto de la temperatura sobre el fluido por períodos prolongados. En todas las oportunidades que se realizó este proceso, se observa que la temperatura no afectaba de manera drástica a las propiedades del fluido. Luego de cada viaje realizado, durante los cuales el fluido permanecía estático por prolongados períodos, al volver al fondo con la herramienta y circular sobre fondo, con las muestras obtenidas se pudo comprobar que las propiedades del fluido no estaban muy deterioradas. Así se demostró el buen desempeño de los productos que se utilizaron para preparar el fluido de perforación.

A partir de perforar los 4360 m se observa que la reología tiene una tendencia creciente, por lo tanto las concentraciones de aditivos para alta temperatura se ajustan a las concentraciones programadas. Previo a esta profundidad, se debió trabajar con concentraciones menores a las programadas, debido a que la tendencia de la reología era disminuir sus valores. Posteriormente y a partir de los 4430 m de profundidad, la tendencia al incremento de la reología se hizo más pronunciada. Esto llevó a que se realizaran ensayos pilotos con *Therma Flow 500*, *Carbonox* y *Therma Thin* (5, 10 y 2 lt-kg/m³, respectivamente) con diferente

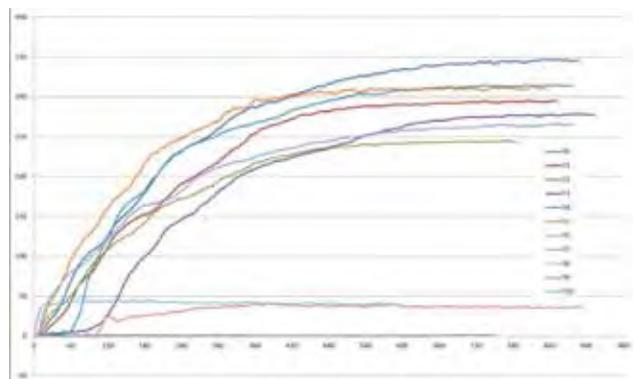


Figura 9. Control de ganancia de volumen. SPE 163474.

concentraciones de filtrado HPHT y nuevamente ajustada la reología, se completa el tratamiento sobre el circuito activo de pozo, ajustando los valores del fluido.

Una vez alcanzada la profundidad final de 4635 m, y a partir de una muestra de fluido de fondo del pozo y se realiza el ensayo de rolado por 88 horas. El motivo de esta decisión se basa en que las carreras de registro eléctrico que se debían realizar durarían un lapso de 5 a 7 días.

Finalizado el ensayo se procedió a explorar la celda y no se encontró sedimentación de barita en el fondo; sin embargo, se observó una disminución pequeña en la lectura de densidad.

El fluido, durante toda la construcción de pozo, ha demostrado un alto coeficiente de dilatación térmica produciendo grandes variaciones en la densidad según la temperatura de las muestras. Se observó una disminución del pH de un punto por efecto de la temperatura y la degradación parcial de los polímeros presentes en el fluido.

La densidad durante la ejecución de operación perforación se mantuvo constante entre 1930-1960 g/l. Antes de los viajes de tubería y la operación de registro eléctrico se incrementaba la densidad a 1980 g/l. Para realizar la maniobra final de viaje de tubería perforación desarmando a superficie, se decide llevar la densidad hasta un valor de 2060 g/l, para luego correr el revestidor. El bisulfito libre siempre fue controlado y ajustado por encima de 200 mg/l.

Durante la entubación de la cañería de 5", se baja hasta 1500 m de profundidad, se circula rompiendo geles y luego continúa corriendo *casing* hasta los 3007 m donde intenta circular sin éxito. Ante la imposibilidad de poder continuar entubando debido a no lograr circular se decide desentubar, intentando circular cada 500 m desentubados sin resultado, se saca así hasta superficie. Una vez con la cañería afuera, se decide bajar cañería, sin centralización (se retiran centralizadores), circulando cada 150 m y reduciendo la densidad con agua a 1930 kg/m³, lo que contribuyó, además, a facilitar el desarrollo de la cementación, debido a la reducción de la reología a valores propicios: VP: 25-30 (0,025 a 0,03 Pas.s) y PC: 15-20 (7,2 a 9,6 Pa). Bajo este modo se pudo entubar sin problemas según lo planeado. Si bien, el filtrado HTHP se vio afectado, este se incrementó de 18 a 33 cc/30 min, no fue significativo su impacto a la operación de revestir y cementar pozo.

Con la cañería en fondo se circuló el pozo a caudal ascendente hasta alcanzar los 120 GPM, se circuló por 4 hs hasta estabilizar presiones. Se detuvo la circulación para bajar colgador y niple de maniobra, quedando la cañería colgada a partir de esta maniobra. Se montó la cabeza de cementación y circuló por 6 hs adicionales hasta el inicio de la operación. Parámetros finales: Q: 124 g GPM (3 BPM), P: 1630 psi, d: 1940 gr/lt, VP: 25 cp y YP 18 lb/100ft², Gas: < 10.000 ppm.

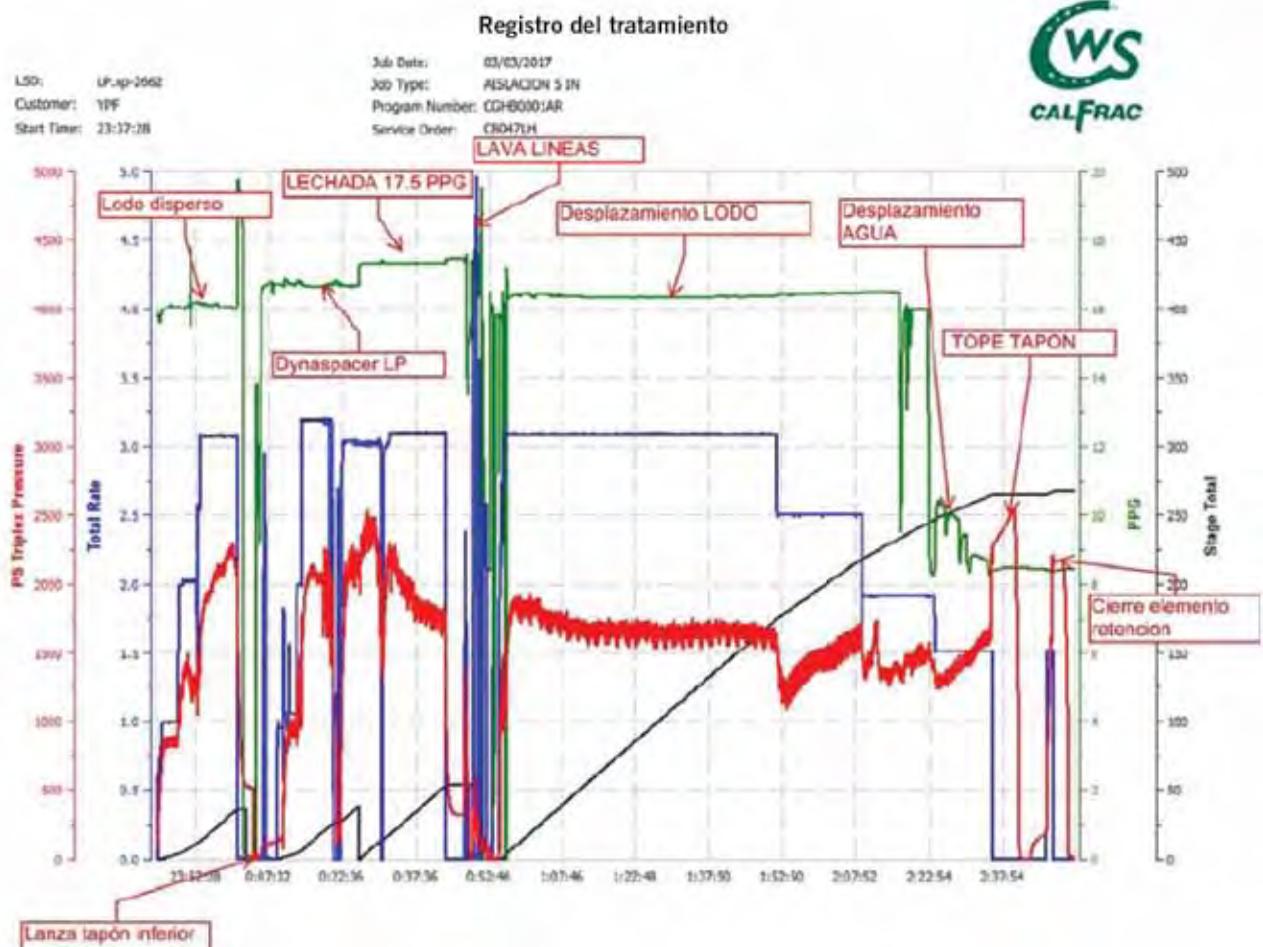
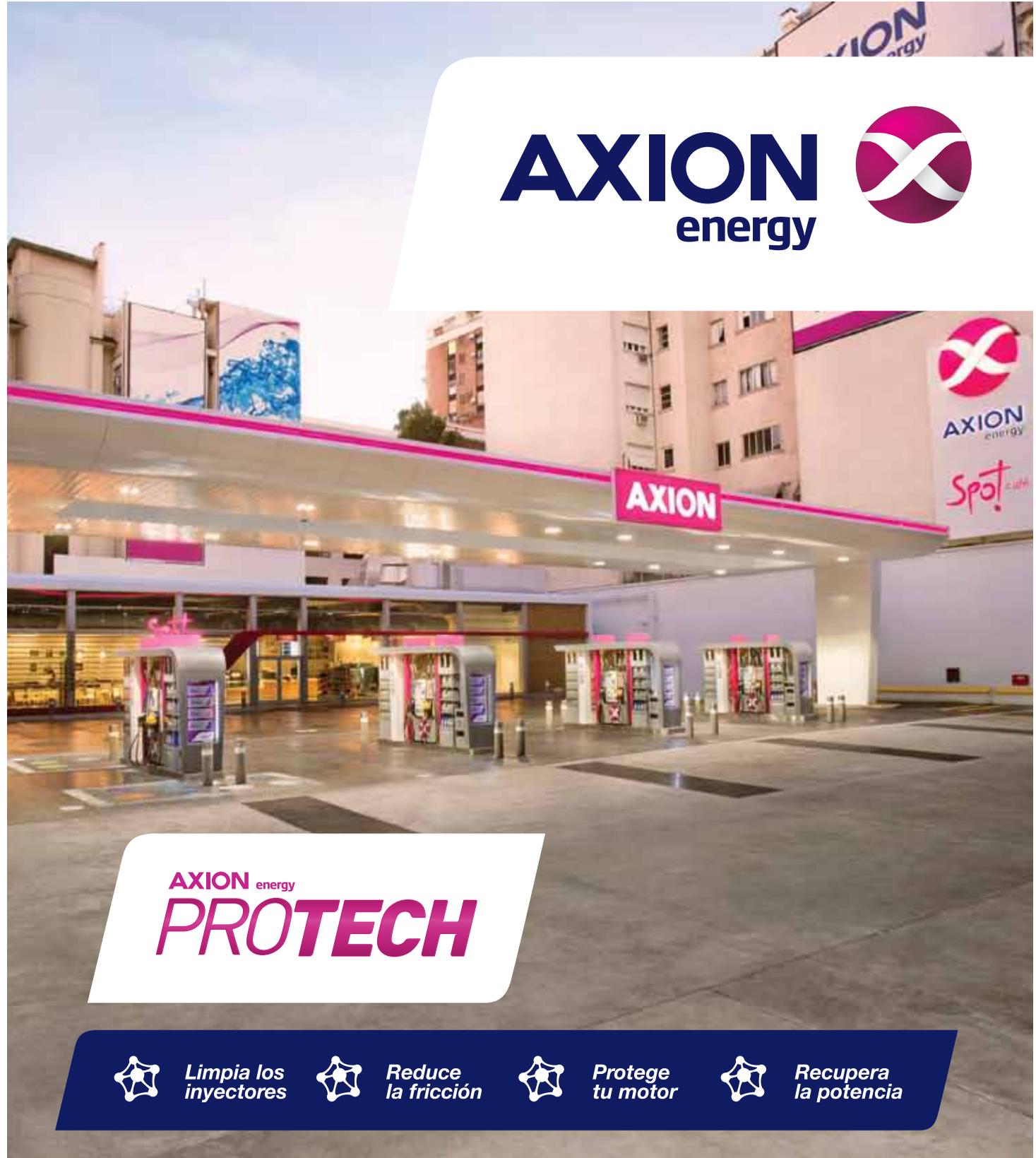


Figura 10. Secuencia de maniobras.

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



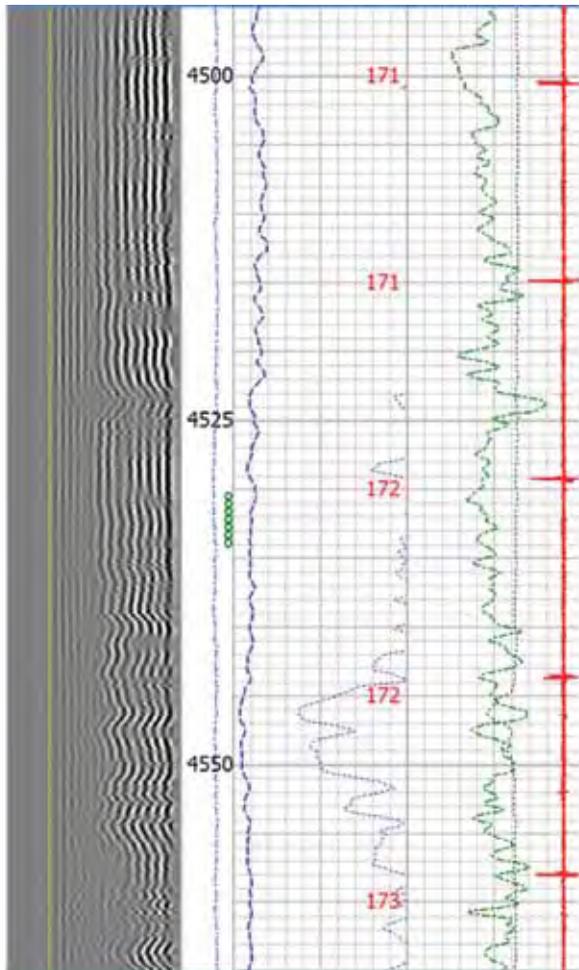


Figura 11. Registro CBL (Cement Bond Log).

La operación de cementación se realizó según lo programado, realiza tope tapón con 1600 psi, alcanzando una presión de cierre de 2270 psi. Luego despresuriza observando el buen funcionamiento de los elementos de retención en el segundo intento y de acuerdo con un programa previo de despresurización (Figura 10).

CBL: semanas después de terminado el pozo, se corrió un perfil CBL, se pudo constatar el fondo en 4610 m, donde se perfiló desde esa profundidad, y el perfil de diagnóstico de cemento tiene un resultado bueno en la zona de los punzados, como se muestra en la figura 11.

Lecciones aprendidas

- Para este tipo de proyectos, en la Argentina es fundamental una buena planificación. Es necesario contar con un marco de opciones y tiempos mínimos para preparar, desarrollar equipos de trabajo, contratos, torre de perforación y herramientas acordes para perforar pozo HPHT.
- La verificación exhaustiva y previa a las operaciones para cerciorarse de que todo el equipamiento (bombas centrífugas, elementos de remoción hidráulica y mecánica, embudos de mezcla, piletas, válvulas, etc.) funcione de manera óptima, es esencial para el éxito de un pozo HPHT.
- La manera más eficiente de realizar tratamientos al flui-

do del circuito activo fue separando parte del volumen, agregar material y luego dosificar paulatinamente sobre el circuito para homogenizar sin variaciones de propiedades.

- Luego de cada viaje de tubería, en las que el pozo quedaba estático por período prolongado, al regresar al fondo con BHA y circular, siempre se pudo observar en la muestra de fluido del fondo, que las propiedades no se veían alteradas. Así se demostró, una vez más, que el diseño y el rendimiento de los productos que se utilizaron cumplieron su propósito.
- Los ensayos de reología HPHT, que se realizaron semanalmente, fueron esenciales tanto para la comprensión del comportamiento reológico del fluido en toda la extensión del pozo, como para los datos obtenidos. Además se utilizaron como *input* para las simulaciones de hidráulica durante la perforación del pozo.
- El cálculo previo de las velocidades máximas de manobra para cada intervalo fue importante para la prevención de Surge & Swabb, así minimizamos la entrada de gas al pozo.
- Para pozos HPHT el cálculo y el seguimiento del sistemas de “Smart Flowback Fingerprinting” fue fundamental para no incurrir en suposiciones de surgencia inexistentes.
- Con el objetivo de bajar al ECD durante la cementación, utilizar un equilibrio entre caudales bajos y un tiempo de operación bajo.
- Re ensayar todos los productos/fluidos que se utilizarán en la cementación a la temperatura real de fondo (tanto de la lechada como de los colchones) para evaluar que las propiedades de los mismos no se vean afectadas y generar altos geles o valores reologicos no deseados.
- Tener precalculado la despresurización de *casing*, en caso de falla de los elementos de flotación, alta probabilidad de ocurrencia para este caso, dado el ΔP reducido. ■

Conclusiones

Este proyecto de pozo profundo con objetivo Neocomiano representó un desafío técnico por sus características únicas en comparación con los demás pozos de exploración de la Argentina, ya que es un pozo pionero con potencialidad de abrir una nueva área de desarrollo profundo en el Sur de Argentina.

Por delante queda asumir el reto de la prueba de pozo en los intervalos de interés identificados en la perforación, con lo cual se abrirá un nuevo horizonte de posibilidades para el desarrollo de objetivos en esta área.

Observaciones

HPHT well high pressure and high temperature well with expected shut-in pressure exceeding 69 MPa, or a static bottomhole temperature higher than 150 C.

Bibliografía

- NORSOK D-010, Well integrity in drilling and well operations, Rev. 3, August 2004. Global Standards.*
Automated Alarms for Smart Flowback Fingerprinting and Early Kick Detection SPE/IADC 163474.

La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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



Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

Villa Mercedes, San Luis
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar



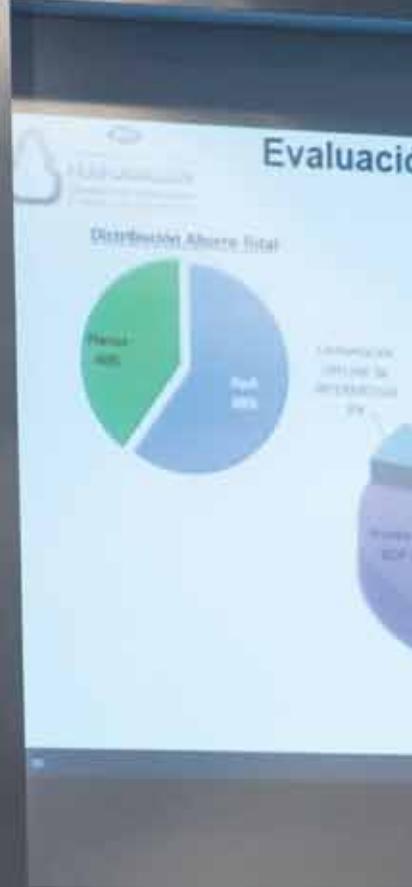
5L-0233
5CT-0303
15HR-0021



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001



3° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS



Batch drilling:

Optimización de fases planas. Locaciones de cuatro pozos en línea

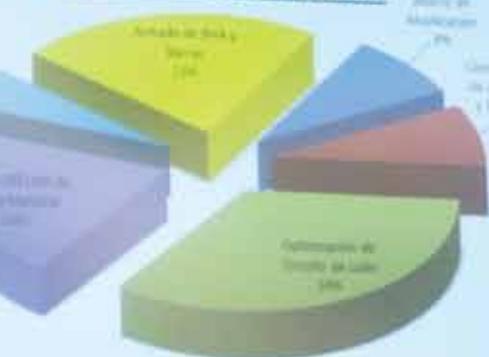
Por **Oscar Díaz**, **Mateo Paladino** y **Maximiliano Varela**
(YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del
3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación,
Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

Con el avance del proyecto de desarrollo del área de Loma Campana (Añelo, Neuquén), los diseños de pozos y sus arquitecturas se han ido modificando. Este trabajo aborda los aspectos considerados y su impacto en la perforación de cuatro pozos en línea con equipos de tecnología *flex rig*.

Objetivo: Reducción de Costos por Pozo

Distribución Ahorro Fases Planas



Introducción

En el contexto del desarrollo del campo Loma Campana, el diseño básico de locación consistía en una locación de 4 pozos con arreglo rectangular que eran perforados con dos equipos perforadores diferentes que operaban prácticamente en simultáneo y en secuencia *semi batch* (Figura 2). Locación 180 x 180 m (antes de 2016). De este modo, se lograba maximizar la perforación de pozos en el año incrementando la asignación de equipos de torre al sacrificar, en cierta forma, la eficiencia en el uso de los recursos y/o la logística.

El contexto internacional a finales de 2015 pone de manifiesto la necesidad de la reducción de costos como eje central para mantener la rentabilidad del proyecto. De esta forma, surgen los objetivos para 2016, como la reducción de los costos de pozo (E20 y E30) en un 20% y, específicamente en perforación, se planteó una reducción del 20% en los tiempos de su etapa.

Con este nuevo paradigma, a finales de 2015, se comienza a desarrollar el proyecto de locaciones de 4 pozos en línea perforados con un solo equipo de torre (Figura 3) a fin de mejorar la eficiencia operativa para alcanzar el objetivo en el costo por pozo (CAPEX), difiriendo en tiempo la puesta en producción de los pozos al aumentar el ciclo de construcción de pozo.

Al realizar el análisis correspondiente de un pozo tipo, se puede observar que los tiempos planos representan una porción importante del tiempo total y la reducción de estos tiempos “muertos” representa un desafío constante que se alcanza con recursos y una buena coordinación de tareas. En este aspecto, las nuevas tecnologías desempeñan un papel fundamental en el cumplimiento de objetivos y replantean las nuevas métricas a seguir.

El Proyecto de Locaciones MultiPAD *batch drilling*, cuyo principal objetivo es la optimización de tiempos de operación de pozos, vinculó muchas áreas de mejora, tanto las relacionadas con las fases planas del pozo como las vinculadas con la perforación del pozo y su optimización de avance. En este trabajo se presentan las operaciones realizadas con el fin de optimizar los tiempos planos y sus costos asociados.

Desarrollo

Como punto de partida para la introducción de cualquier tecnología/implementación se debe realizar una evaluación acorde que incluya aspectos fundamentales de tiempos y costos, y además que mantenga los estándares de calidad y seguridad de la compañía.

Como primera medida se realiza un análisis de tiempos en el que se identifican y cuantifican los puntos clave del proyecto. Luego, integralmente, se evaluaron las necesidades para poder implementar los cambios de forma sustentable con el fin de lograr el objetivo de perforar los 4 pozos con un solo equipo y terminarlos sin inconvenientes operativos.

Específicamente en este trabajo se buscó optimizar el uso del equipamiento de perforación disponible y, a su vez, realizar modificaciones en los equipos de torre de modo que se adapten a los requerimientos de la operación.

Como se ilustró, dentro del Proyecto de Locaciones MultiPAD *batch drilling* se identificaron oportunidades de mejora tanto para fases plana como para tiempos de perforación. En este trabajo se trabaja sobre los puntos de identificación que se muestran en la figura 1, y se abordan específicamente los correspondientes a *skidding* & secuencia, armado de herramienta & BHA, prueba de BOP y *manifold* y optimización de circuito de lodo.

Tamaño de locación

El nuevo esquema de locación de 4 pozos en línea per-



Figura 1. Puntos de optimización identificados.

mite optimizar el tamaño de locación tal que posibilite la operación de los equipos que intervengan en el pad. Esto no solo trae beneficios económicos en la fase de construcción, sino que además el impacto ambiental es menor.

Como se puede observar, se pasó de una locación de 180 x 180 m a una de 180 x 90 m, en la que se pasa de 6 *skidding* y 2 DTM a 9 *skidding* y 1 DTM, y se obtiene un beneficio económico directo por el ahorro en la obra civil, además de que se requiere una menor cantidad de mantas oleofílicas, lo que reduce el costo y el impacto ambiental.

Logística de equipo Secuencia operativa

La secuencia operativa adoptada fue la que permitió entregar puntos de optimización mayores y realizar las operaciones *offline* detectadas (Figura 4).

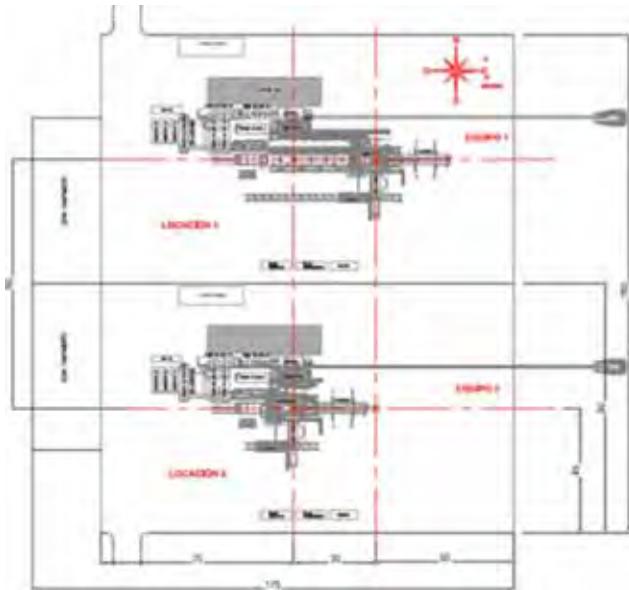


Figura 2. Locación 180 x 180 m (antes de 2016).

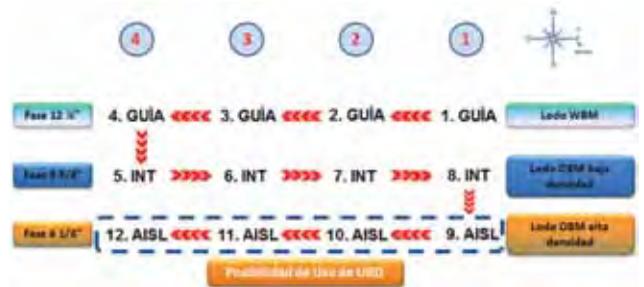


Figura 4. Secuencia de movilización de equipo perforador.

Además, en la figura 4 se pueden observar los diámetros de perforación de las distintas etapas de los pozos por perforar y el tipo de lodo que se utilizará. Como ventaja adicional, este esquema también puede ser más conveniente en los casos que se deba recurrir al uso de un SET de UBD, debido a la zona en que se perforará.

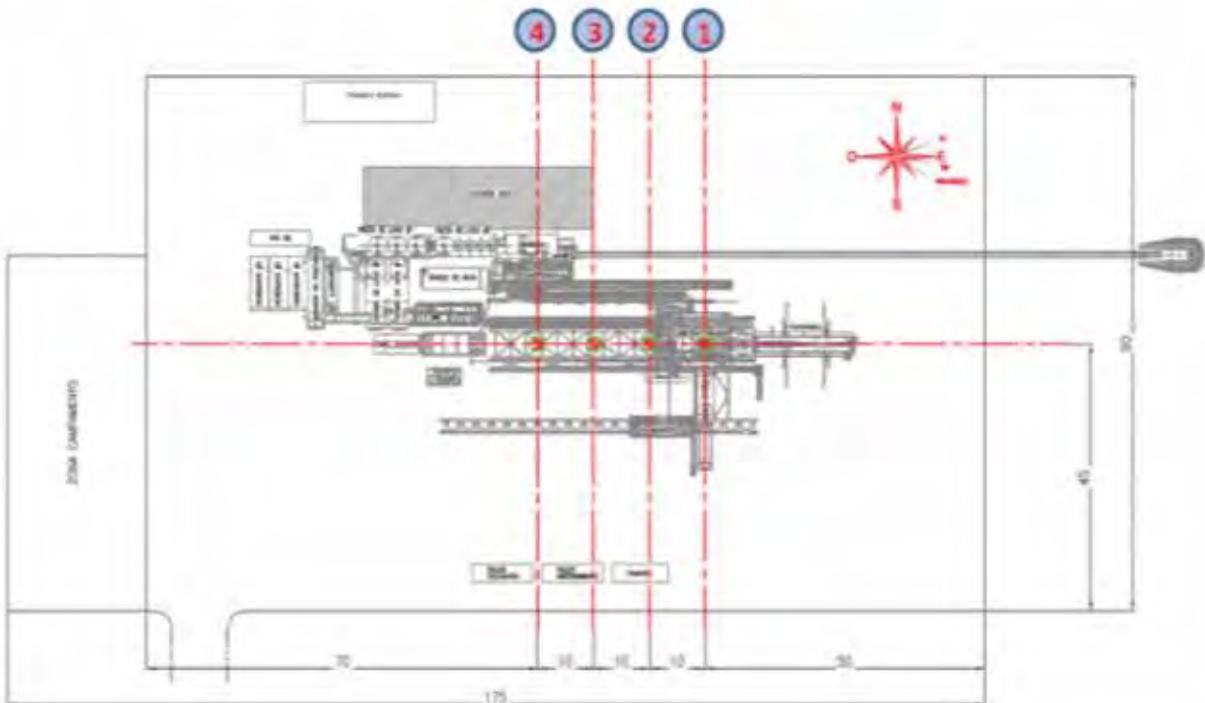


Figura 3. Locación 180 x 90 m (diseño actual).



Figura 5. Mapeo del proceso de *skidding*.

Respecto de los *skiddings* que conlleva esta secuencia operativa, la misma permitió implementar proyectos inter-nos de optimización Lean Six Sigma, de manera de disminuir los tiempos correspondientes a esta operación. El proyecto se basa en realizar un mapeo del proceso (Figura 5) al buscar una secuencia óptima de tareas y asignar a cada una de ellas el requerimiento de personal, tiempo estimado y dos indicadores (uno de atención para lograr una tarea optimizada y otro de precaución para evitar incidentes). Con ello, se logró la estandarización del proceso, lo que impacta en el alcance de una mayor eficiencia de la operación.

Arme / Desarme de barras y BHA

Se implementa una secuencia de manipulación de sondeo con dos objetivos específicos. Por un lado, evitar la inspección de barras de sondeo por acumulación de horas de operación y su correspondiente tiempo extra para el armado y el desarmado de sondeo desde playa; por otro lado, optimizar los tiempos de armado de sondeo desde playa, de manera de minimizar el impacto en el tiempo de perforación de las distintas secciones.

La secuencia de armado se puede resumir con el siguiente esquema:

- **Guías:** perfora armando desde playa / saca al peine.
- **Intermedias:** baja herramienta para perforar armando desde playa hasta el zapato. Perfora con los tiros armados las secciones rápidas (700 m a 1700 m); en las secciones lentas, arma desde playa. Con ello se obtienen los metros necesarios de sondeo armados al peine para operar todas las aislaciones de la locación.
- **Aislaciones:** se perfora con tiros armados las dos primeras aislaciones. Para las segundas se rota la tubería, de manera de que los tiros que fueron operados a profundidades mayores al KOP de la curva sean utilizados por encima

del mismo y el resto por debajo. De esta manera, se evita la inspección del sondeo durante la operación de la locación.



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxígeno

Mezclas Patrones

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



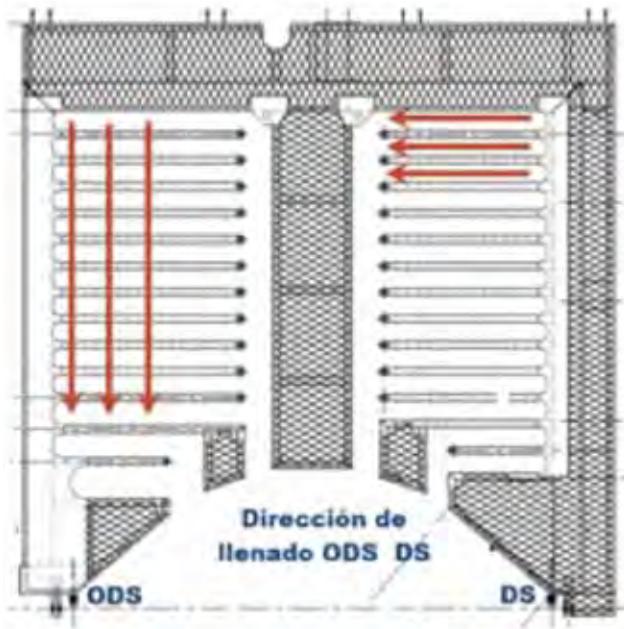


Figura 6. Ingreso de los tiros en piso de enganche.

- Se saca desarmando en el último pozo de cada locación.

Respecto del BHA, la secuencia de operación no obliga a quebrar las herramientas del BHA operado en las intermedias. Esto, sumado a que las horas de circulación de las herramientas permiten utilizar el mismo BHA direccional en dos secciones intermedias conjuntas, otorga la posibilidad de dejar las herramientas armadas al peine, lo que repercute de manera directa en ahorros de tiempo.

En resumen, la planificación del armado del BHA y su utilización, y el armado de los tiros de barras (tiros triples) teniendo en cuenta las zonas rápidas de perforación se logran importantes ahorros de tiempos, ya que, incluso, se ahorra en exceder los metros perforados evitando tener que bajar barras para inspección en el medio del desarrollo de la locación.

Tareas offline

Cementación de secciones intermedias

Debido a que la movilización al final de cada intermedia se hace en sentido O-E, la boca de pozo del pozo anterior queda con acceso para realizar la maniobra de cementación una vez que el equipo ya se ha movido al nuevo pozo. A su vez, para poder realizar esta maniobra se requiere de un *running tool* que vincula la cabeza de cementación al colgador de cañería a la altura de trabajo requerida y un *manifold* de trabajo vinculado al circuito de lodos para controlar los fluidos de directa y anular en ambos sentidos sin inconvenientes. El *manifold* de trabajo, a su vez, tiene la posibilidad de derivar fluidos hacia el *manifold* del equipo para ser tratados según corresponda.

Prueba de BOP y manifold

Con el equipamiento disponible y la capacidad de los equipos de torre de la contratista, se realizó la prueba de forma *offline* del conjunto BOP y *manifold* logrando así el ahorro del tiempo correspondiente a la prueba de BOP. Como se puede ver en la figura 9, la prueba de BOP se realiza en un *Test stand* que permite simular una condición de vinculación tanto a pozo como a barras y realizar las pruebas de presión y funcionamiento de los distintos cierres del stack.

Además del ahorro de tiempo directo que conlleva esta operación *offline*, tiene como ventaja adicional el hecho de extraer estas tareas del camino crítico del pozo y que cualquier retraso no afecte negativamente su duración, reduciendo la probabilidad de incurrir en NPTs correspondientes a esta operación.

Logística de lodo

Ampliación del circuito de LODO

Como se mencionó, el equipamiento disponible debía adecuarse a los requerimientos operativos y, para ello, se realizó una ampliación del circuito de lodos, es decir, se agregaron tres piletas con agitación. Su principal ventaja es la posibilidad de preparar volúmenes suficientes de fluido de

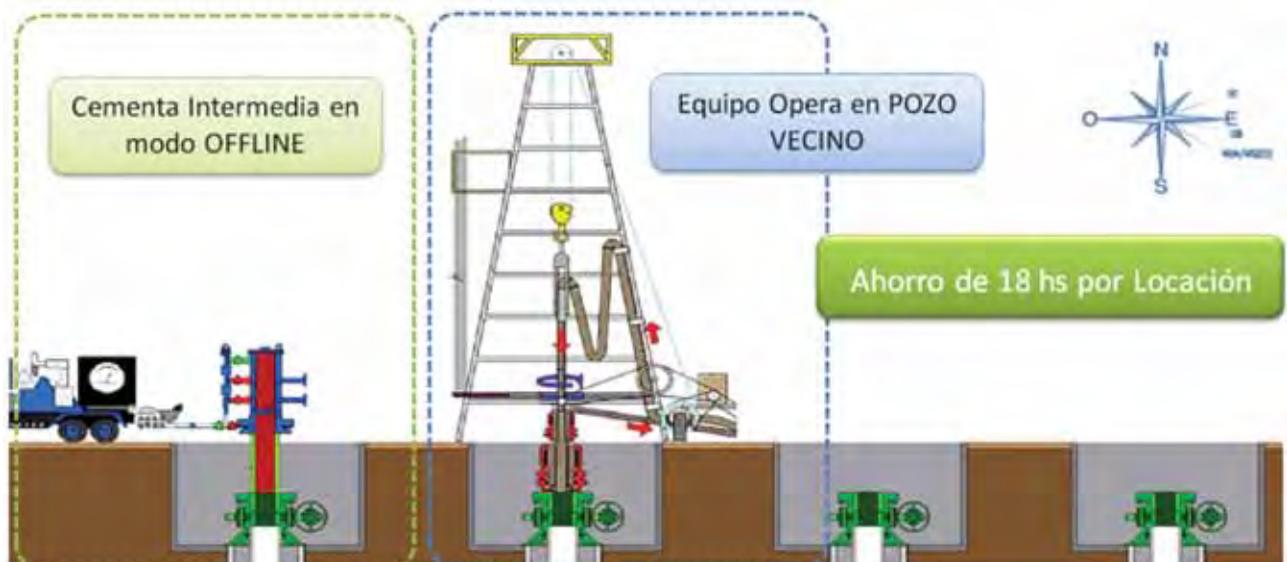


Figura 7. Cementación *offline* de intermedias.

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

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



**BAKER
HUGHES**
a GE company



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

Learn more at bhge.com

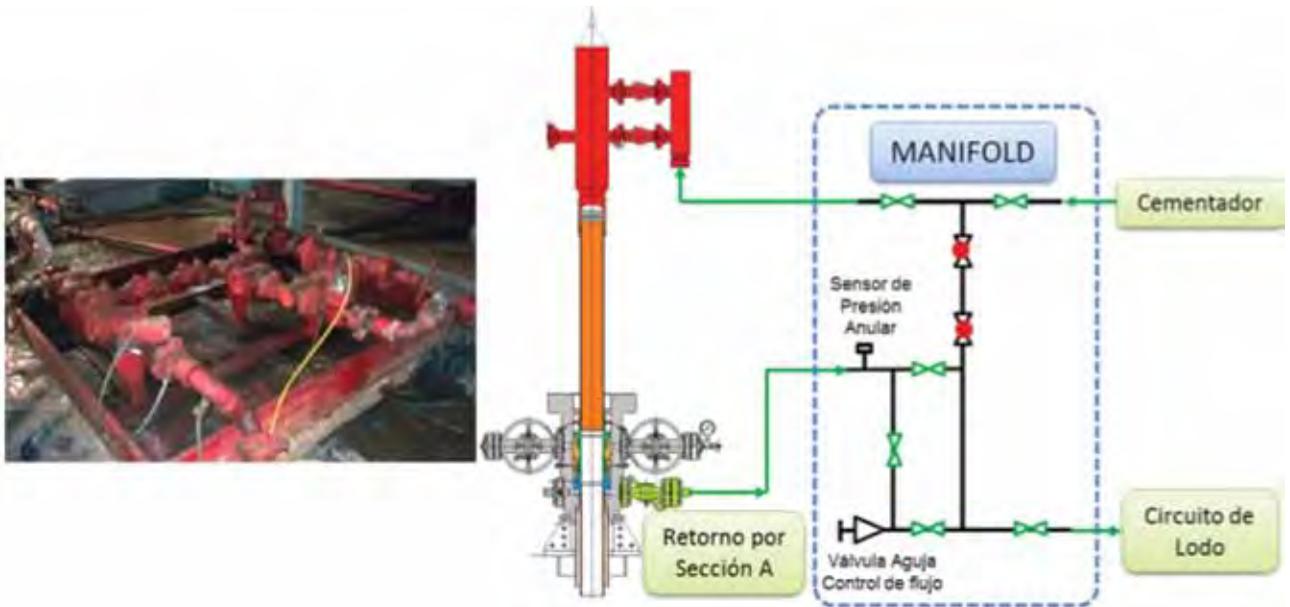


Figura 8. *Manifold de cementación offline.*

manera *offline*, optimizando el tiempo de pozo sin retrasar el inicio de la operación de las nuevas etapas. A su vez, permite recibir, acondicionar y mantener los lodos de perforación de forma independiente del equipo, obteniendo una logística más eficiente de los movimientos para recepción y evacuación, y obtener, también, un cierto ahorro en aditivos con el fin de mantener las propiedades del lodo.

Resultados

Luego de la implementación del piloto de *batch drilling* en el yacimiento, se obtuvieron algunos resultados concretos en cuanto a la reducción de tiempos lograda. En la

figura 11 se observa la evolución histórica del tiempo pozo desde 2014 hasta la implementación del Proyecto *batch drilling*. De la misma se obtiene que la disminución fue del 47% respecto de 2014 y de un 38% respecto de 2015. De ello se puede concluir que el principal salto en este proceso de rebaja de tiempos se debe a la optimización de tiempos implementada en el Piloto en análisis.

En la figura 12, se observa una comparativa de las curvas de avance de los pozos operados durante el último semestre de 2015, el tiempo resultante en las locaciones MultiPAD *batch drilling* y el límite técnico. Como se aprecia, la implementación del proyecto descrito permitió una rebaja de 14.1 días en el tiempo total del pozo.

Del total de la reducción de tiempo lograda, 6 días



Figura 9. *Test stand con BOP en las diferentes posiciones.*

Almacén

Mecanizado II

Ensayo y Ensamble

Mecanizado I

Metrología



valmec

Planta Industrial

Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

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

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.



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

NUESTRAS SOLUCIONES

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

ATENCION AL CLIENTE

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



www.valmec.com.ar

www.pablonegre.com

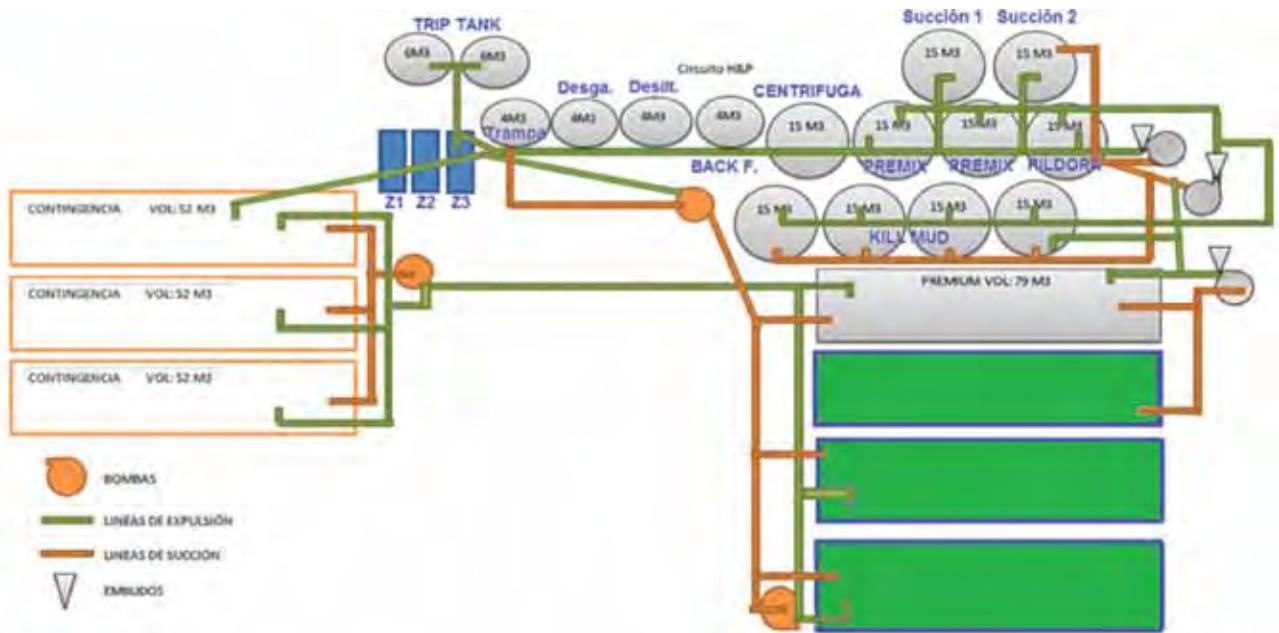


Figura 10. Modificaciones en el circuito de lodo.

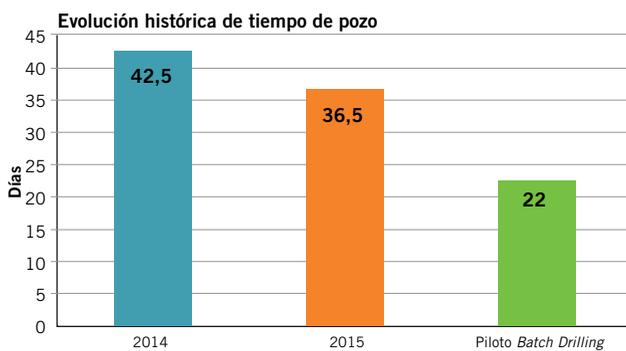


Figura 11. Evolución en perforación.

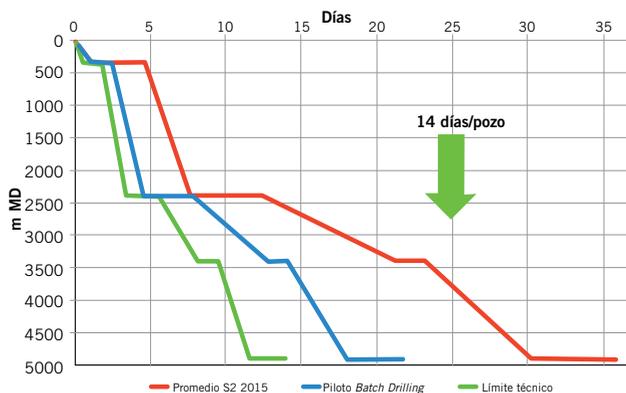


Figura 12. Curva de avance comparando los tiempos antes y luego de la implementación del proyecto.

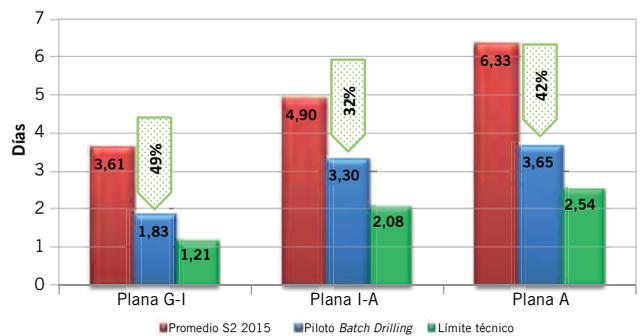


Figura 13. Comparativa de tiempos planos antes y después de la implementación del proyecto de batch drilling.

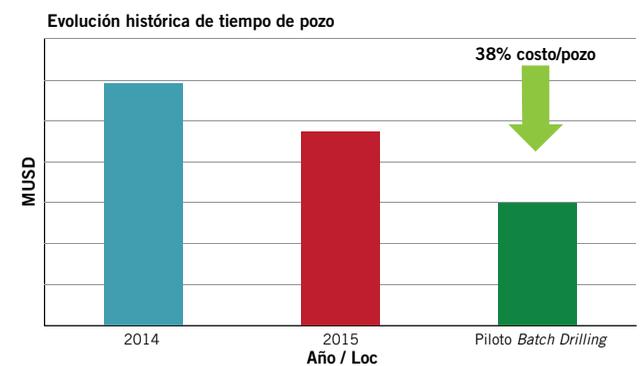


Figura 14. Evolución de costos de perforación.

(un 43%) se deben a la optimización implementada en las operaciones de los tiempos planos. Cuantitativamente, esto puede observarse en la figura 13. En el caso de la fase plana G-I (Guía Intermedia), se obtuvo una reducción del 49% en el tiempo; para el tiempo plano I-A, se redujo el tiempo en un 32% y para la restante correspondiente a la aislación, se redujo en un 42%.

Esta reducción de tiempos lograda tiene repercusión directa sobre los costos totales de los pozos donde se implementó el proyecto. Considerando los costos logrados y comparándolos con los costos de 2014 y 2015, para un mismo diseño de pozo, se obtuvo una reducción de costos de un 50% respecto de la campaña de pozos de 2014, y de un 38% respecto de 2015 (Figura 14).



Figura 15. Distribución de impacto de cada punto de mejora sobre la disminución de costo lograda.

Un 50% de esta reducción de costos tiene su origen en la optimización de operaciones mostradas en este trabajo, cuyo impacto individual se muestra en la figura 15.

Respecto de los resultados logrados en el Proyecto Lean Six Sigma implementado para optimizar los *skiddings*, se obtiene una disminución de tiempo por debajo del objetivo de 12 horas de manera rápida. Esto puede interpretarse como una evidencia de la ventaja intrínseca del modo *batch drilling* de operación, donde la repetitividad de las tareas permite su análisis y su optimización (figuras 16, 17 y 18).

Conclusiones

La operación en modo *batch drilling* de 4 pozos en línea permite alcanzar los objetivos planteados tanto en lo referente a los costos como a los tiempos de perforación. Por otro lado, se verifica que las tareas *offline* disminuyen efectivamente el tiempo del pozo no solo porque se realizan por fuera de la curva de avance del pozo, sino porque cualquier imprevisto durante las mismas no tiene efecto negativo sobre el proyecto.

Se distinguen algunos beneficios implícitos con el *batch drilling* que, si bien son difíciles de cuantificar, presentan una alta relevancia; por ejemplo, la operación in-

herentemente se torna más segura con la disminución de los DTM; la repetitividad de tareas en estos períodos tiene sus ventajas intrínsecas, como la posibilidad de desglosar y optimizar las tareas de manera eficiente. Además, al permanecer mayor tiempo el equipo en la locación, se logra que la logística interna sea más eficiente.

Como conclusión relevante se puede asegurar que, con la tecnología actual, es factible realizar pozos horizontales en Loma Campana en menos de 20 días de perforación.

Bibliografía

Simultaneous Operations in Multi-Well Pad: a Cost Effective way of Drilling Multi Wells Pad and Deliver 8 Fracs a Day. SPE-170744-MS. V. C. Ogoke, L. J. Schauerte, G. Bouchard, and S.

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

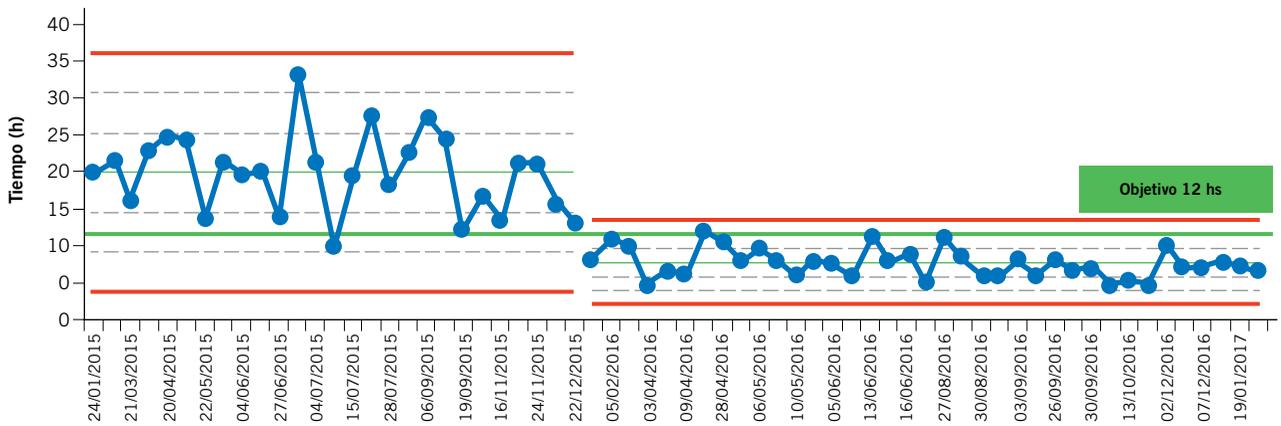


Figura 16. Avance en la duración de los *skidding* guía-guía.

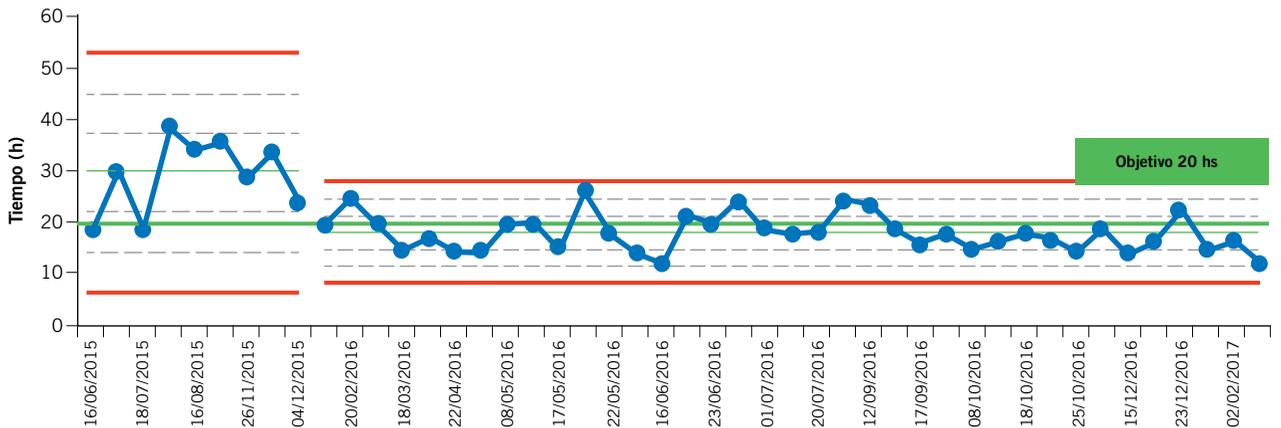


Figura 17. Avance en la duración de los *skidding* intermedia-intermedia.

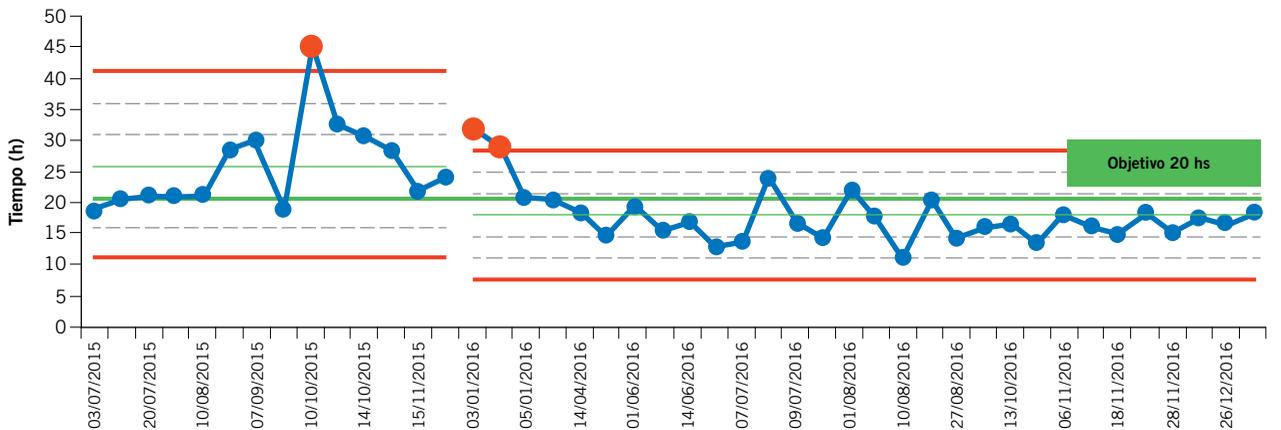


Figura 18. Avance en la duración de los *skidding* aislación-aislación.

C. Inglehart, P. Eng-Shell.
Exploring the Technical Limits of Batch Drilling. SPE Dallas Tx. May 20, 2015. John Kroshus, Drilling Manager, Integrated Petroleum Technologies, Inc.
Batch Drilling of Two Wells Underway, Cameroon. Victoria Oil & Gas PLC 28 November 2016.
Belanak Development: Batch Drilling Operations in Natuna Sea. SPE-93820-MS. A. Septiantoro, J. Bujnoch and E. Welbourn, ConocoPhillips Indonesia Inc. Ltd.
A Look at Batch Drilling in Trinidad and Tobago. SPE-81130-MS. Craig Boodoo, SPE, Denison Dwarkah, SPE, Jerome Rajnauth, SPE. Ministry of Energy and Energy Industries.
Liuhua 11-1 Development – Batch Drilling Program is Successful in

the South China Sea. OTC Paper 8173-MS. George E. Gray and Kenneth H. Hall, Amoco Orient Petroleum Company, Huang Chang Mu, Chin Offshore Oil Nanhai East Corporation.
Batch Drilling and Positioning of Subsea Wells in the South China Sea. SPE Paper Number 29909-MS. John D. Hughes and Rod A. Coleman, Amoco Orient Petroleum Company, Robert P. Herrmann, Independent Consultant, Andrew M. Macfarlane, H. O. Mohr Research & Engineering.
Walker Rig and Batch Drilling System Contribution in Reducing Moving Time and Increase Drilling Operation Efficiency in North Senoro Drilling Gas Field Development Project. SPE 176223-MS. Muhammad Lutfi (Conoco Philips Algeria) and Desmawati Rahmadona (PHE ONWJ), Job Pertamina – Medco E&P Tomori Sulawesi.

-
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



3° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

Perforación de pozos horizontales con extensión 2400m - 2600m

Por **José Salcedo, Leonel Vera, Nicolás Calegari** (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del *3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.*

El Yacimiento El Orejano se encuentra ubicado en el Centro Este de la provincia del Neuquén, al NO del bloque de concesión Loma Campana (Figura 1).

El bloque se encuentra emplazado en el flanco oriental del dorso de los Chihuidos y presenta una suave pendiente homoclinal de menos de 2° hacia el NE (Figura 2).

La sección de interés de la fm. VM corresponde a los 180 a 240 m basales y puede dividirse en dos intervalos: Vaca Muerta Inferior (VMI) y Vaca Muerta Superior (VMS).

En la zona de la fm. Vaca Muerta (VM), la perforación de pozos no convencionales de extensión de 1500m implica atravesar formaciones con alta densidad de lodo. Con el objetivo de reducir costos se aumentó la extensión horizontal a 2400m - 2600m.

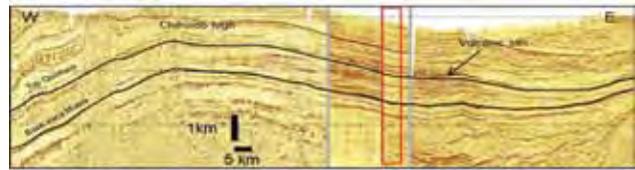


Figura 2. Corte de cubo sísmico, marco estructural.

estratigráfica (entre 150 y 210 m) y su contenido orgánico varía entre el 2% y el 5%.

Como se muestra en la figura 3, el campo es desarrollado en su mayoría con pozos horizontales, distanciados en 400 m para los que navegan al mismo nivel y 200 m entre aquellos de diferente nivel (a modo de evitar interferencias en perforación y/o terminación-fractura).

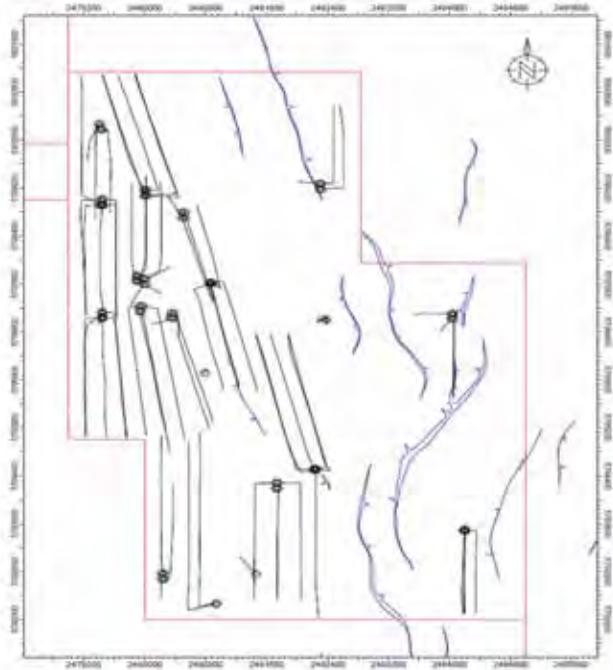


Figura 3. Desarrollo del yacimiento El Orejano, vista en planta.

Inicialmente la extensión de los pozos era de 1500 m; en la actualidad son extensiones mayores que llegan hasta los 2600 m.

El aumento de la extensión lateral de los pozos implica superar barreras técnicas de forma progresiva. Además, el aumento gradual de la extensión lateral resulta en una disminución del costo métrico.



Figura 1. Mapa de ubicación del bloque.

VMI (también denominada "La Cocina") tiene un espesor promedio de unos 30 m y se caracteriza por su alto contenido orgánico, con valores de entre un 5% y un 8% de COT. En cambio, VMS comprende el resto de la sección

Diseño de pozo

El esquema mecánico del pozo no sufrió modificaciones relevantes, con excepción de la entubación de la fase aislación. Los cambios más importantes se dieron en materia de optimización, contemplando trayectoria, herramientas de perforación, propiedades de los fluidos, equipo de UBD y operaciones de cementación (Figura 4).

Esquema mecánico

- El esquema mecánico consta de tres cañerías:
 - La fase guía en diámetro 9 5/8" se extiende en formación Grupo Neuquén hasta 500 mbbdp, con el objetivo

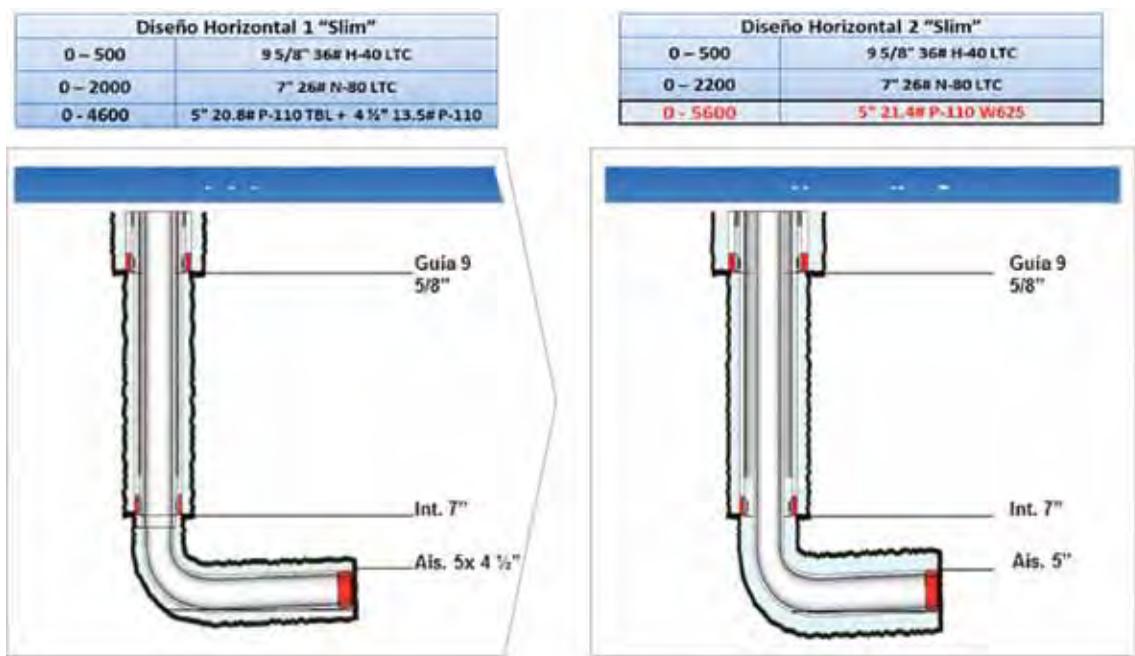


Figura 4. Esquema de pozo. Izquierda: diseño original. Derecha: diseño actual.

- de cubrir, aislar y proteger los acuíferos.
- La siguiente etapa, intermedia de 7" @2000m, tiene su asentamiento 40 m en formación Quintuco de manera de conceder la integridad necesaria para la perforación del intervalo Quintuco-Vaca Muerta en la fase aislación.
 - El diseño original para extensiones de 1500 m era optimizado en costo con cañería combinada de 5" P110 20,8# prem cuplada x 4 1/2" 18# P110 premium cuplada. Para garantizar el caudal aplicable a todas las etapas de fractura y optimizar la potencia hidráulica necesaria, se migró a un diseño *monobore* en 5". Adicionalmente, el cambio de tipo de conexión conllevó a la obtención de mejoras en los tiempos de entubación.

Los pozos P8 conexión premium semi-flash y P9 conexión premium semi-flash (barras enmarcadas en color

rojo) corresponden a las primeras experiencias de entubación de *casing* 5" OD premian semi-flash en pozos 6 1/8" "open hole" (OH). Parte de la reducción de tiempo se debe al tipo de conexión "semiflush" que se optó por utilizar. La misma verifica tiempos de conexión y bajada más rápidas que para la conexión premium cuplada, debido a que no se requiere control de torque y al menor OD máximo, respectivamente (Figura 5).

Trayectoria

El desarrollo del campo se realiza con locaciones de múltiples pozos, lo cual conlleva a la construcción de trayectorias direccionales desde la etapa intermedia para posicionarlos lateralmente. Luego en la fase aislación se construye la sección curva y la rama horizontal.

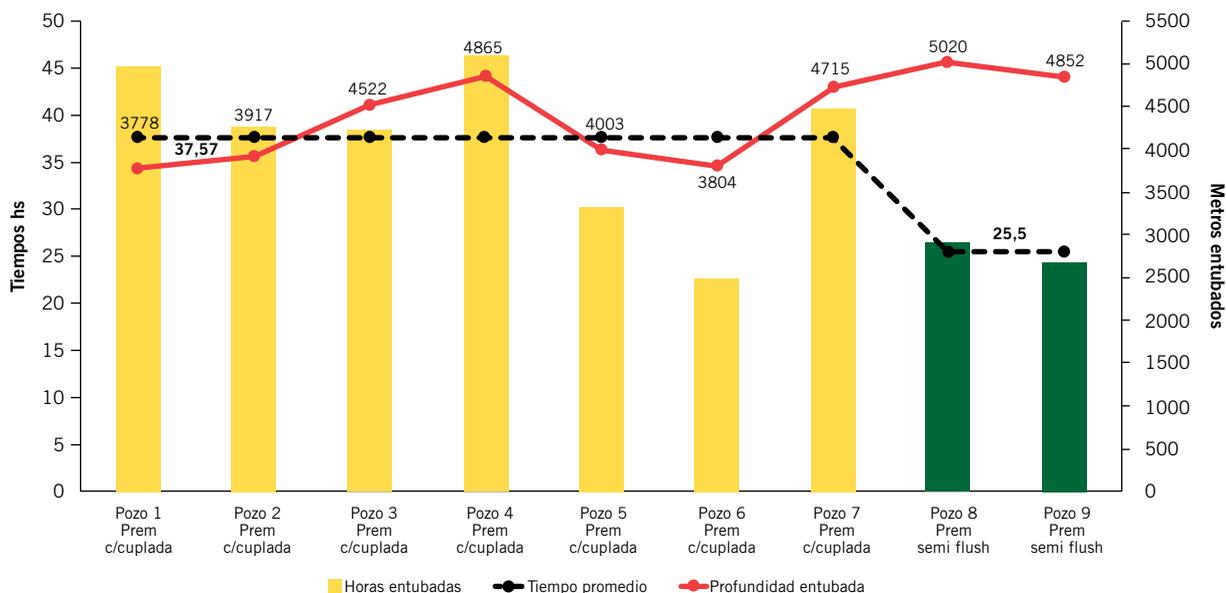


Figura 5. Tiempos de entubación fase aislación. Comparación entre pozos con cañería 5" W625 vs. cañería combinada.

Nueva línea de Colgadores de coiled tubing

Colgador Recuperable
de coiled tubing para operaciones de

velocity string

la solución definitiva para
incrementar su producción

PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

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

TACKER
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

ORIGEN CENTRAL:

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

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EE.UU.
GUATEMALA
BRASIL

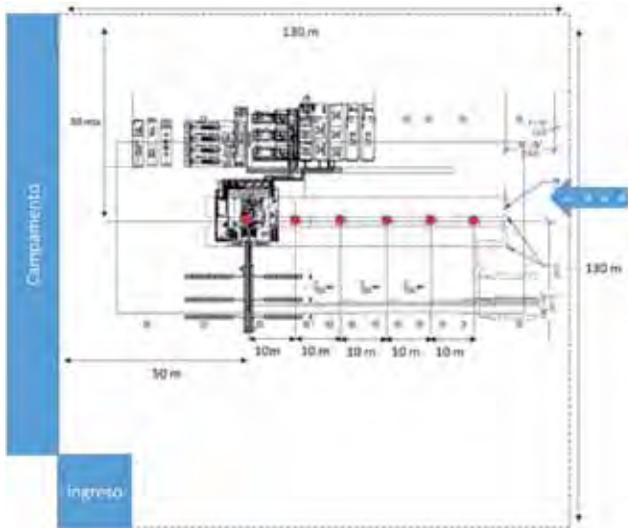


Figura 6. Esquema de locación, 6 pozos en línea.

El esquema diseñado en la figura 6 tiene dos ventajas importantes la primera se relaciona con la optimización en la cantidad de fluido de perforación a preparar y, la segunda, está relacionada con la aplicación de la cementación *offline* (cementación sin equipo de perforación) este en la sección guía y en la sección aislación.

El diseño de las trayectorias inicialmente contaba con una tasa de construcción de ángulo (*build*) en la curva de $3^\circ/30\text{m}$ en una sección de pozo de 900 m. Debido a los rendimientos de las herramientas utilizadas se logró pasar a un *build* de $7^\circ/30\text{m}$ y 385 m de sección curva. Esto representó un acortamiento de 515 m en la construcción, que permitió extender la sección lateral.

Adicionalmente permite posicionar el “punto de inicio de la curva” (KOP) más profundo, aumentando la perforación en modo de rotario, proporción de sección vertical y ROP. Otra ventaja de este diseño es que al acercarse punto de

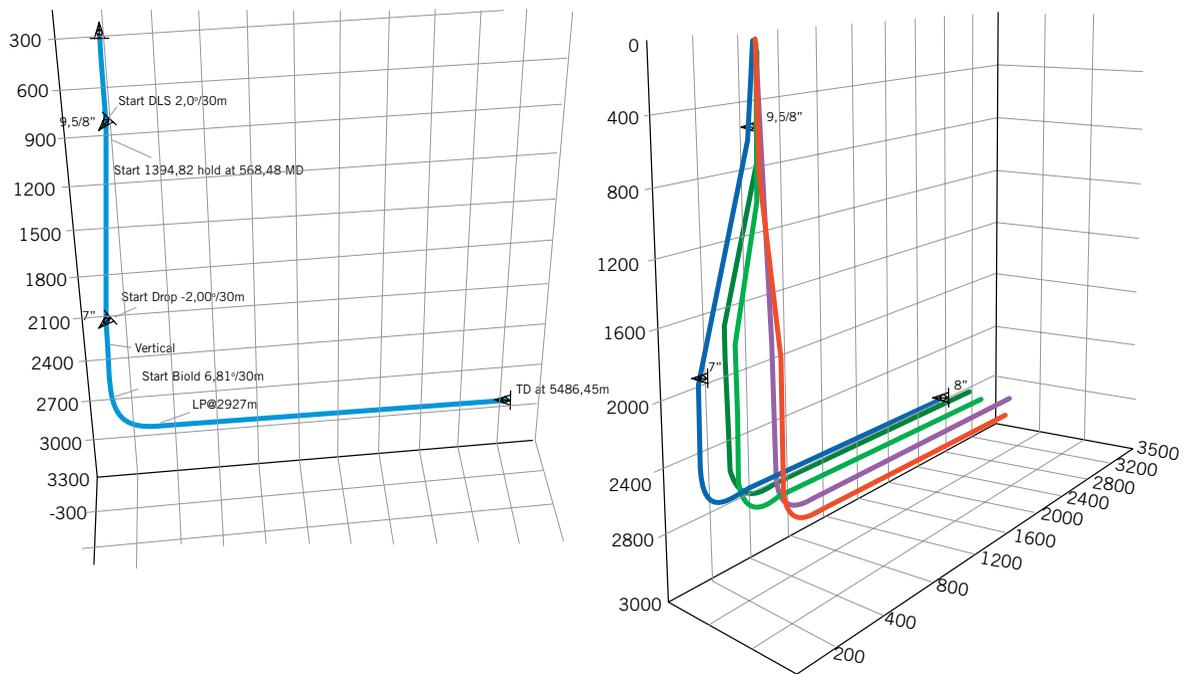


Figura 7. Trayectoria de pozo tipo (izquierda) y trayectorias de pozos de la locación (derecha).

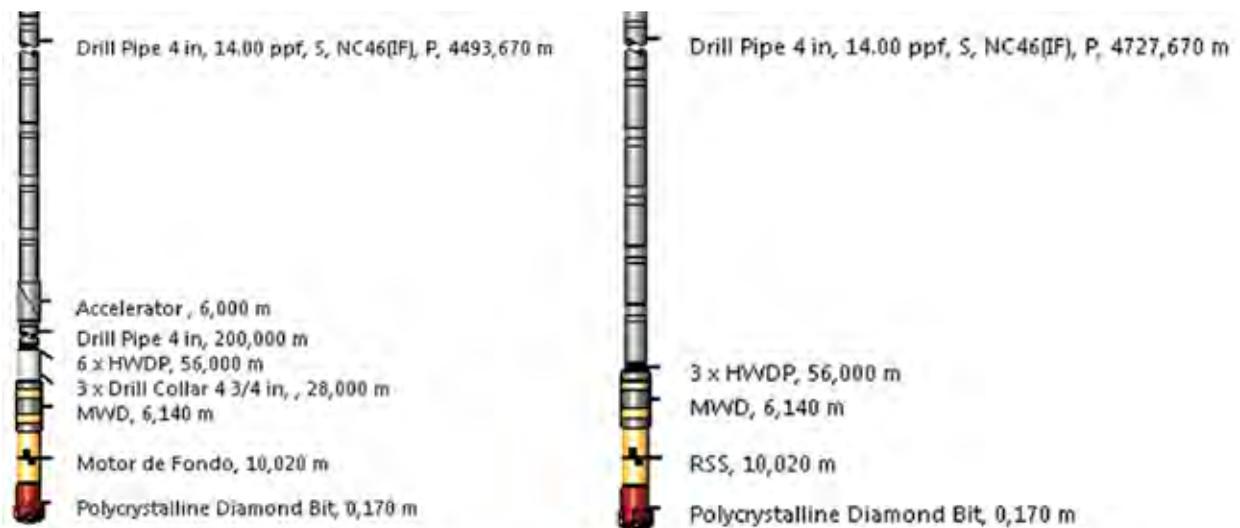


Figura 8. BHA para MDF (izquierda) y RSS (derecha) en pozos de 1500 m de extensión horizontal.

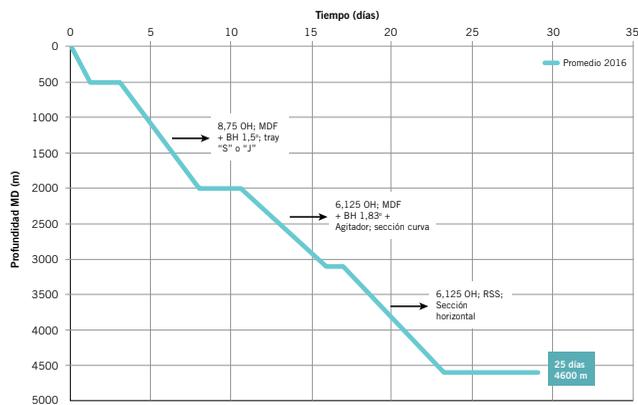


Figura 9. Curva de avance promedio. Pozos horizontales de 1500 m de extensión.

aterrizaje (LP) a la boca de pozo (bdp) permitió sumar más etapas de fractura y drenar una mayor área de drenado.

Adicionalmente las fases intermedias pueden ser trayectorias tipo S o J, S para los pozos centrales de la locación y J para los pozos a los extremos (Figura 7).

Tecnologías y herramientas de perforación

Las tecnologías de perforación utilizadas desde el inicio del desarrollo del yacimiento hasta la actualidad son Motores de Fondo (MDF) y Sistemas Rotarios (RSS) (Figura 8). Originalmente los MDF estaban destinados a la perforación de la fase intermedia y sección curva de la fase aislación, en diámetros de pozo abierto de 8 3/4" y 6 1/8", respectivamente. La rama horizontal, se perforaba exclusivamente con RSS, debido a que en el nivel general esta tecnología provee mejor transferencia de peso, mayor direccionalidad y ROP que los MDF.

En función de lo mencionado, la fase aislación se planificaba en dos carreras. La construcción de la curva hasta alcanzar LP insumía entre 150 y 170 horas de perforación, y debía realizar un viaje a superficie por cambio de BHA (límite de vida útil de MDF estándar). La extensión con sistema rotario implicaba unas 150 horas para alcanzar el punto final (EP) del pozo (Figura 9).

Fluidos de perforación

En la tabla 1 se pueden observar las propiedades del lodo aplicadas en los primeros pozos del yacimiento.

La densidad del fluido es alta tanto para aplicación en balance o en desbalance (UBD) debido a la sobrepresión de formación del intervalo Quintuco-Vaca Muerta. Como consecuencia directa la reología era lo suficientemente elevada y muy cercana al límite de presión del sistema de bombeo del equipo (4800 psi) en el EP. Bajo estas condiciones la capacidad de perforación era de 1500 m de extensión con problemas de limpieza (como consecuencia de reducción de caudal para evitar altas presiones de superficie), alto torque y ROP reducida. Además, se presentaban problemas de tracciones en maniobras de viajes de BHA, como así también en maniobras de entubación (Figura 10).

Extensión de la rama horizontal a 2600 m

El enfoque principal para alcanzar extensiones de 2600 m se centró en los siguientes puntos:

- Desarrollo de trépanos.
- Implementación de motores de alto rendimiento.
- Mejoras en la reología de los fluidos OBM de alta densidad.
- Uso de un agitador de menor caída de presión en el BHA.
- Utilización de sistemas rotarios (RSS) aplicado en la parte final con el objetivo de extender la longitud de la rama.

Intervalo (m MD)	OH (in)	Densidad (SG)	VE (sec/qt)	VP (cp)	YP (lb/100ft ²)	LGS (%)	OWR
1900-4500	6 1/8"	1800-2100	50-75	25-35	12-18	<5	90/10

Tabla 1. Propiedades del fluido de perforación OBM típica.

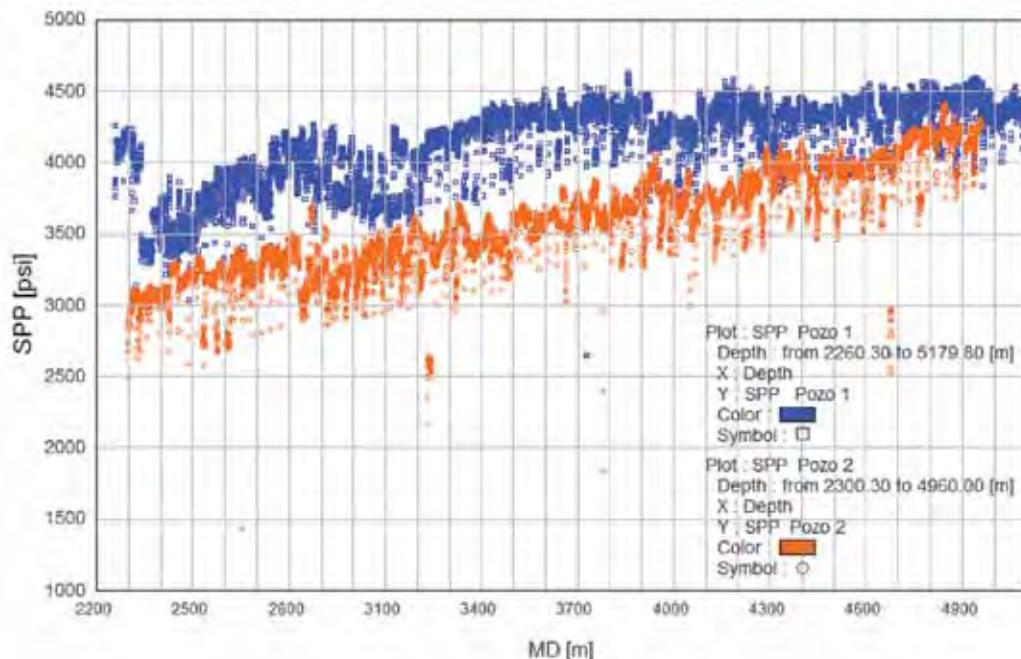


Figura 10. Presión de bombeo (SPP, stand pipe pressure) vs profundidad de perforación. Pozo de 1500 m de extensión (azul) vs pozo con baja reología (naranja).

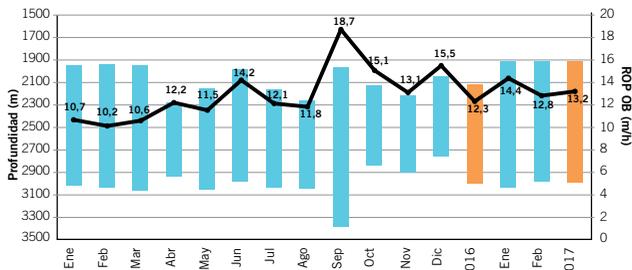


Figura 11. Promedio mensual de ROP, secciones "curvas" en pozos de El Orejano.

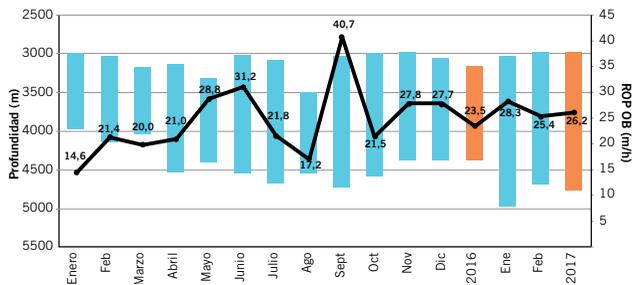


Figura 12. Promedio mensual de ROP, secciones "horizontales" en pozos de El Orejano.

Respecto del primer punto, en pozos de 1500 m se utilizaron dos trépanos de diferentes diseños para aplicación en la sección curva con BHA (MDF) y otro para la sección horizontal con BHA (RSS). En este sentido, el diseño de trepano para la primera carrera contaba con estabilidad torsional para la construcción de la curva y agresividad para una perforación eficiente (ROP). El diseño correspondiente a la segunda carrera presentaba características de diseño para proveer más eficiencia en la perforación (más agresivo que el primero) sin perder control torsional en las posibles desviaciones laterales (características de la formación Quintuco y Vaca Muerta).

Con el fin de evitar la carrera por cambio de BHA, el desarrollo de trépanos tendió a optimizar los diseños del primero de modo de ganar un poco más de agresividad sin perder estabilidad torsional, en base a esto el cambio principal se dio en el *back rate* de los cortadores del cono.

Con respecto al diseño del trepano para la carrera final con RSS, los cambios se orientaron a ganar agresividad con diferente configuración de cortadores.

Las barras enmarcadas en rojo representan las ROP promedio y metros perforados para ambas secciones: curva y extensión. Como puede apreciarse en las figuras 11 y 12, se ha mejorado la tasa de penetración entre un 10% y 20%.

De forma casi simultánea la implementación de los motores de fondo de alto rendimiento comenzó a partir de 2016, esto permitió la operación de los MDF en un rango de 600 a 1300 psi de presión diferencial.

El resultado final culminó en mayores ROP y permitió la extensión de cada carrera (abandonando la barrera adoptada de aplicar un BHA solamente para la construcción de la curva) y continuando con la perforación de par-

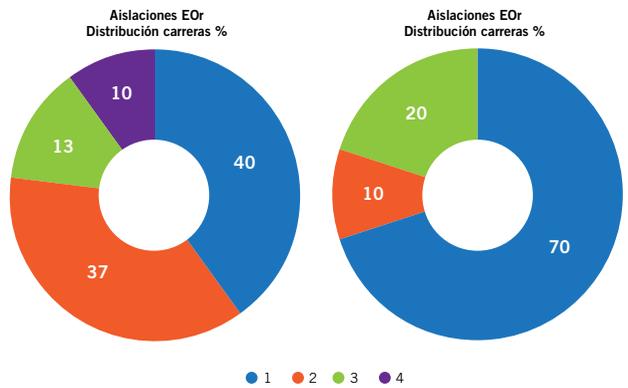


Figura 13. Cantidad de carreras de fase aislación 2016 vs 2017.

te de la extensión horizontal hasta 1800/2000 m. Hasta tal punto que, en algunos casos, se completó toda la sección aislación con un solo BHA. Además, este tipo de motores de fondo poseen mayor prestación respecto de los motores estándar y disponen de unas 300 horas de circulación (Figura 13).

Otro aporte importante en el BHA con motor de fondo y MWD fue la implementación del agitador de sarta de menor caída de presión que los utilizados.

La principal desventaja de este BHA es la elevada SPP (*stand pipe pressure*) cerca del límite, lo que obliga a disminuir el caudal antes de EP, con la posibilidad de afectar la correcta limpieza de pozo.

Debido a ello, el equipo de especialistas en lodo de YPF trabajó en la implementación de mejores propiedades reológicas de los fluidos OBM de alta densidad en pos de reducir el Punto de Fluencia (YP) y obtener así menores SPP, mayor caudal de perforación y mejores condiciones de limpieza.

En la tabla 2 se listan las modificaciones sobre las propiedades del lodo.

Las consecuencias del ajuste fueron las siguientes:

- Aumento del caudal de perforación.
- Mayor limpieza de pozo.
- Mayor ROP (mayor presión diferencial que se puede

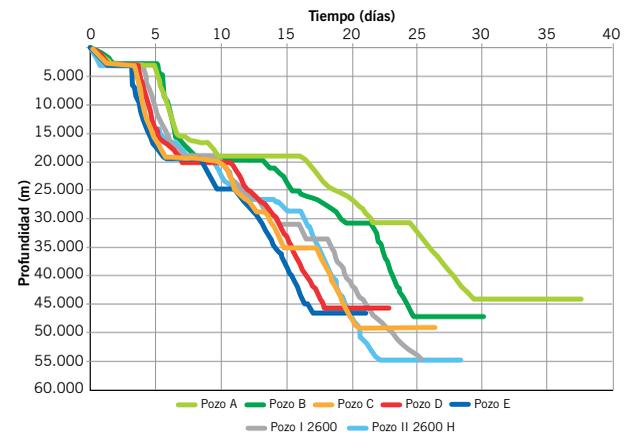


Figura 14. Curva de avance promedio, pozos de 1500 m de extensión horizontal vs 2000-2500 m de extensión horizontal.

Intervalo (m MD)	OH (in)	Densidad (SG)	VE (sec/qt)	VP (cp)	YP (lb/100ft ²)	LGS (%)	OWR
1900-4500	6 1/8"	1800-2100	50-75	25-35	60-10	<5	90/10

Tabla 2. Propiedades de fluido OBM, ajustadas para extender la rama horizontal.

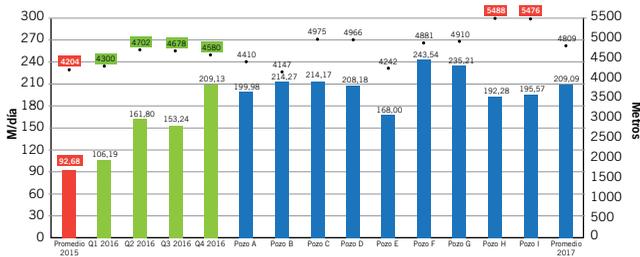


Figura 15. Evolución de los metros perforados por día, producto de las mejoras.

aplicar).

- Reducción en los tiempos de viaje a superficie.
- Reducción de factores de fricción.
- Reducción de tiempos en maniobras de entubación.
- Posibilidad de operar en sobrebalance (menores ECD) siempre y cuando la ventana de operación no sea estrecha.

La aplicación de sistemas rotarios (RSS) en la parte final del pozo (extensiones mayores a 2000 m) a menores SPP respecto de BHA con MDF permitió alcanzar extensiones horizontales de 2600 m. La otra ventaja del BHA con sistema rotario es la opción de perforar a mayor RPM en superficie (160 a 180) evitando el depósito de *cutting* en la cara baja del pozo.

Es de destacar la evolución del tiempo de construcción del pozo y el aumento de la extensión del pozo, como consecuencia de las diferentes mejoras aplicadas (Figura 14).

En la figura 15 se puede observar el proceso de aumento de los metros perforados por día de forma cronológica.

La comparación entre los metros perforados por día denota un aumento del 51% interanual.

Conclusiones

Estas mejoras e implementaciones evidencian el alcance de los siguientes resultados:

- Entubación de casing de 5" conexión "semiflush" en pozos de 6 1/8" OH.

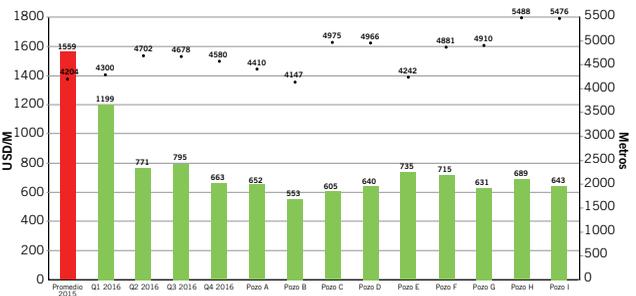


Figura 16. Evolución del costo métrico.

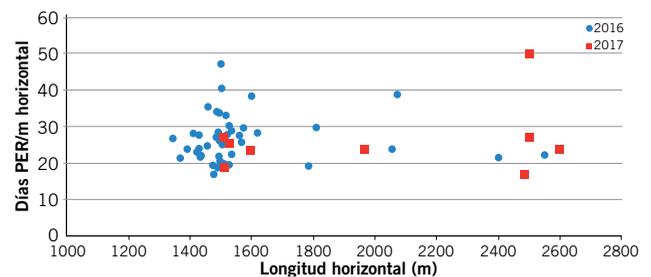
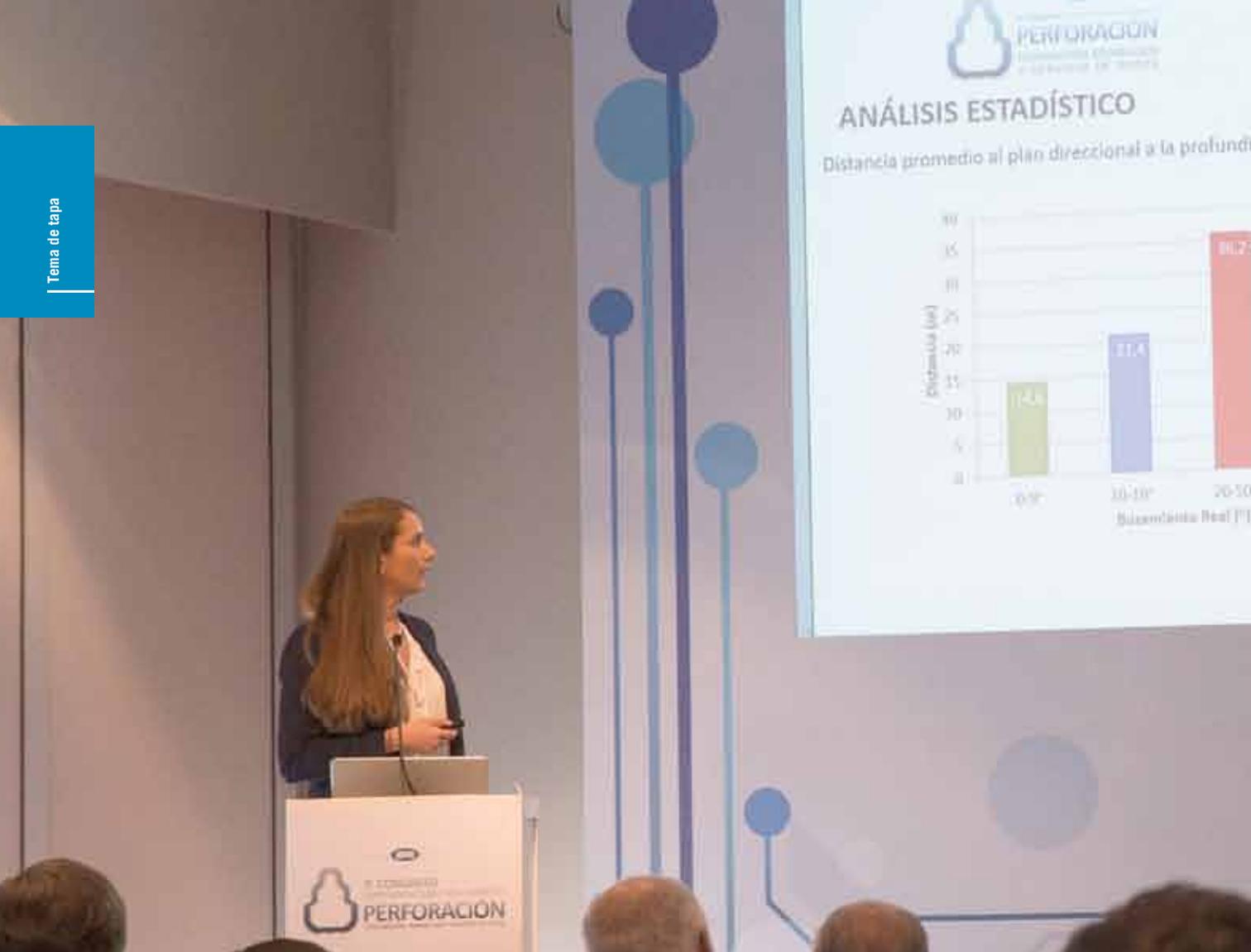


Figura 17. Evolución de la profundidad final y tiempo de construcción de pozos EOr.

- Aumento en la extensión horizontal desde 1500 m hasta 2500 m.
- Reducción del costo métrico en 53% respecto del promedio Q1 2016 (Figura 16).
- Aumento de los metros perforados por día del 51% anual (Figura 15).
- Reducción del tiempo de construcción de pozo en un 63% respecto del promedio Q1 2016 (Figura 17).

El contexto actual de mercado exigió una curva de aprendizaje rápida, prácticamente de un año.

Como consecuencia directa se logró la construcción de un pozo más extenso, barato y rápido, y el proyecto de desarrollo del yacimiento se volvió rentable y eficiente. ■

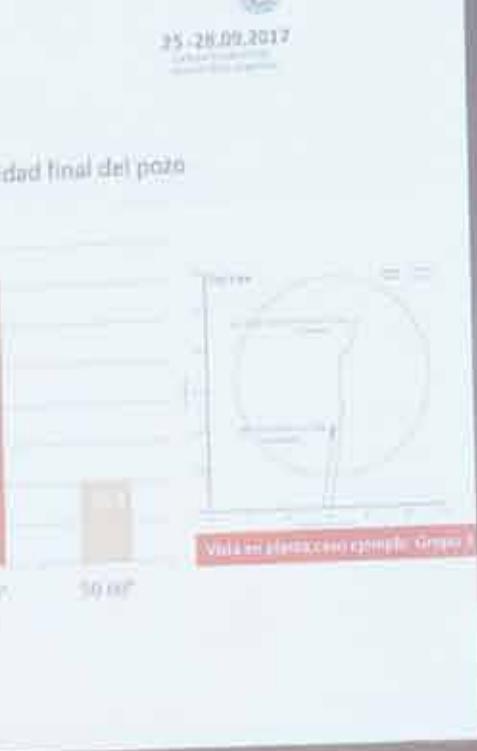


“Modelo para optimizar la perforación de pozos dirigidos a partir de la evaluación estructural en reservorio *tight*”

Por **Sofía Zanetti** (Weatherford)

Este trabajo fue seleccionado por el Comité Organizador del 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

En este trabajo se analiza la importancia de los modelos de optimización de tasas de perforación en la ejecución de proyectos de perforación y desarrollo de campos de petróleo y gas para un reservorio *tight*.



AOG
XI ARGENTINA OIL & GAS
EXPO 2017

iAPG



3º CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS



La cuenca Neuquina se extiende por las provincias argentinas de Neuquén (centro, este y norte), Mendoza (sur y sudoeste), Río Negro (norte y noroeste) y La Pampa (sudoeste). Ocupa así una superficie de más de 200.000 km². Es uno de los mayores recursos de gas de la región y el mayor potencial de recursos “no convencionales” del país, entre los que se encuentran los reservorios de tipo “tight”.

Estos reservorios están compuestos por areniscas y conglomerados compactos con permeabilidades del orden del 1mD y porosidades del 3% al 10% (por ejemplo, Mulichinco, Punta Rosada, Lajas). Se conoce este tipo de reservorios como *tight sands*, y suelen producirse con una estimulación hidráulica, mayor a la utilizada en los reservorios convencionales.

Dado que este tipo de campos no cuenta con grandes permeabilidades, pero sí con grandes espesores útiles, su desarrollo se lleva a cabo a través de la perforación tipo “factoría” con el fin de contactar el mayor volumen posible de reservorio. Por este motivo, es importante que, a la hora de atravesar la formación productiva, el pozo se encuentre vertical para evitar la interferencia con el drenaje de un pozo vecino.

Dado que la propagación de una fractura tipo suele estar en el orden de los 120-150 m, muchos de los pozos para un campo en producción suelen realizarse desde una locación múltiple, como consecuencia las trayectorias de los pozos son tipo “S”.

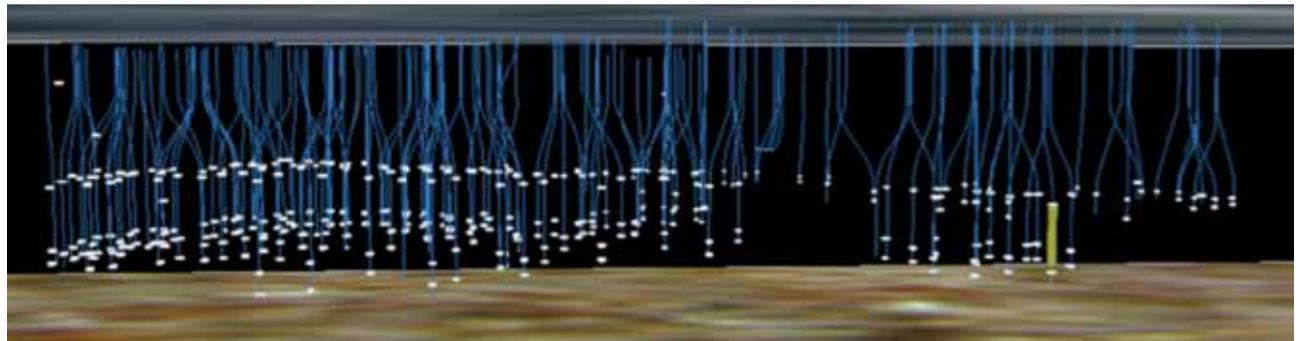


Figura1. Vista lateral de un campo no convencional *tight*, construido con pozos tipo “S”.

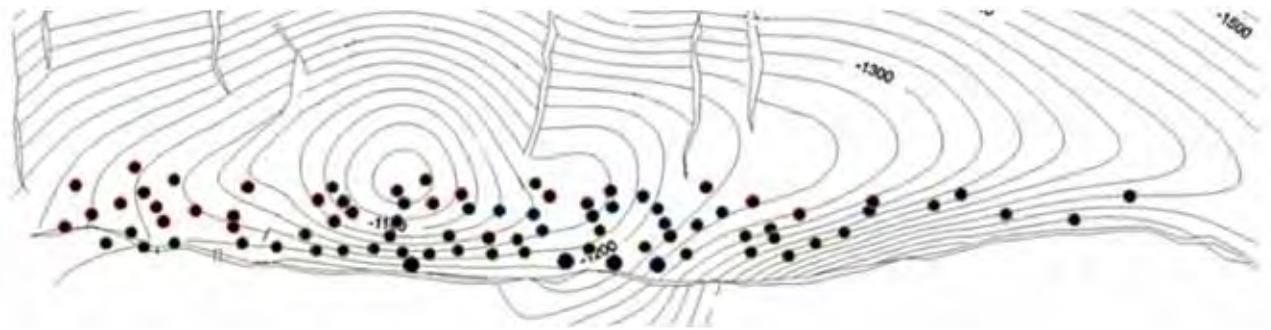


Figura 2. Mapa estructural de la zona de estudio.

Uno de los motivos por los cuales se puede desviar un pozo del objetivo planeado es la desviación por buzamiento en las formaciones perforadas. Numerosas experiencias e investigaciones han demostrado que la tendencia de una sarta de perforación en un ambiente de este tipo adopta una orientación perpendicular al plano de estratificación.

Una de las teorías que explican estos fenómenos corresponde a la naturaleza de la deposición de los sedimentos. Las rocas sedimentarias poseen capas o lechos que causan un cierto grado de anisotropía. La superficie que separa cada capa sucesiva de una roca estratificada de su capa precedente se define como plano de estratificación o de lecho (*bedding planes*) y es un área fácilmente fracturable.

Este trabajo se basa en el estudio estadístico de pozos perforados en un yacimiento ubicado en la cuenca Neuquina citada, el cual se caracteriza por ser un anticlinal con variaciones de buzamiento que van desde 0° hasta 60°, lo que representa un desafío direccional.

En la figura 2 se muestra el mapa estructural de la zona de estudio.

El trabajo está basado en la fase perforada con un diámetro de trépano de 6 1/8" con conjunto direccional, con el propósito de mantener verticalidad en la formación objetivo.

Los pozos fueron diseñados bajo trayectorias tipo "S", con un esquema de 4 cañerías, como se muestra en la figura 3.

Al momento de realizar las trayectorias direccionales se contemplaron los datos geológicos de buzamientos, en conjunto con el mapa estructural que lo caracteriza.

En la figura, se reflejan los buzamientos de las capas. Es uno de los casos más críticos observados en la zona con 60° de inclinación.

De acuerdo con lo que indica la teoría, que se encuentra reflejado en la práctica, a la hora de perforar en una zona con buzamientos, la tendencia a la desviación del pozo busca ser perpendicular al plano de la formación, como lo muestra la flecha de la figura 3. Esta tendencia puede o no cambiar a medida que se atraviesan las diferentes formaciones. En la figura se observa que a medida que se incrementa la profundidad de la formación, aumenta el buzamiento de las capas.

Desarrollo

De acuerdo con el comportamiento diverso observado en los pozos perforados en el yacimiento en el nivel direccional, se busca realizar un análisis para caracterizar las zonas, y de esta manera llegar a predecir el comportamiento de los pozos de acuerdo con su ubicación.

El ensamblaje de fondo de la sarta de perforación (BHA), utilizado en la fase 6 1/8", está compuesto por trepano PDC 6 1/8" + motor de fondo 4 3/4" (BH=1.5°) + estabilizador 5 1/2" + MWD 4 3/4" + 14 DC 4 3/4" + 6 HW 3 1/2" + DP 3 1/2" (Figura 4).

A medida que se perforaba en diferentes zonas dentro del anticlinal, los resultados de los parámetros direccionales eran, en algunos casos, extremadamente diferentes a los previstos. Se identificó que existían zonas en las que los

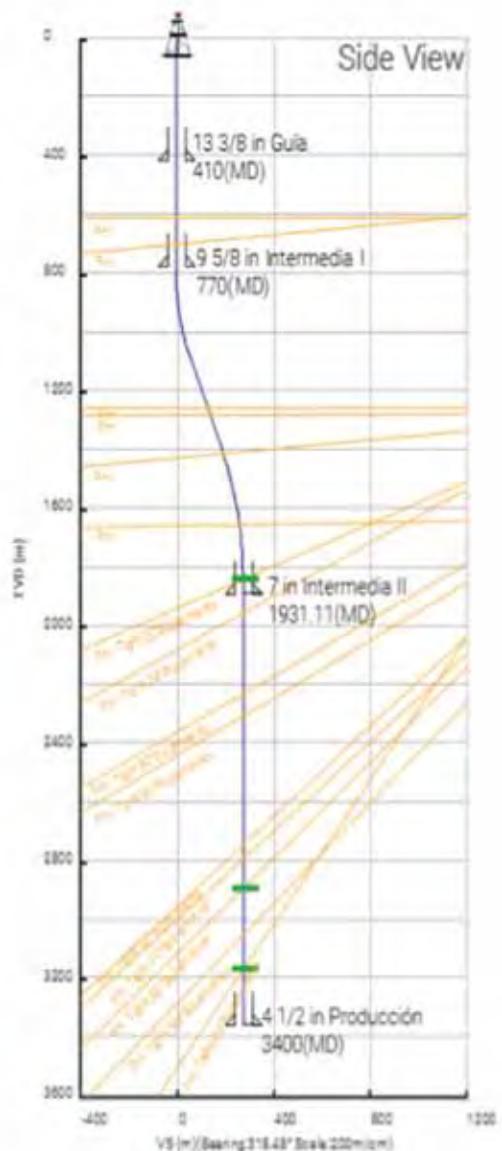


Figura 3. Mapa estructural de la zona de estudio.

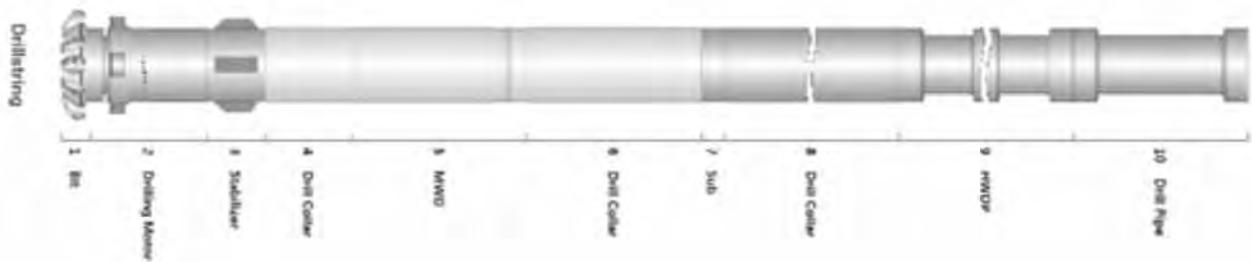


Figura 4. BHA utilizado en fase 6 1/8".

comportamientos dependían directamente del ángulo de buzamiento de las capas que se estaban atravesando. Por lo cual, el área en estudio se dividió en 4 grupos con respecto al valor angular de buzamiento más representativo, como se muestra en la figura 5.

Grupo	Buzamiento Real
1	0°-9°
2	10°-19°
3	20°-50°
4	50°-60°

Figura 5. División de grupos según su rango de buzamiento representativo.

Se puede observar en el mapa estructural (Figura 6), la ubicación de los pozos con el color correspondiente al grupo que pertenecen de acuerdo con su inclinación de capa más representativa.

Se perforaron 96 pozos bajo el diseño de la figura 3, ubicados en diferentes zonas del anticlinal. En la figura 7 se puede observar la distribución de los pozos realizados, según los grupos a los que pertenecían.

Se llevó a cabo una interrelación de la estadística para el total de los pozos perforados, en la que se evaluaron aspectos, como las trayectorias y los resultados direccionales, como así también los tiempos efectivos de perforación.

A partir del análisis de los *surveys* a la profundidad final perforada y las hojas de trabajo direccional (*slide sheets*) correspondientes a los pozos estudiados, se ha obtenido un promedio de la tasa de crecimiento en inclinación (*Build rate* °/30 m) mientras que la sarta se encontraba en rotación. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 8.

En la figura 8, también se observa que existe un incremento progresivo en la tasa de crecimiento en inclinación en los grupos 1, 2 y 3, a medida que los valores de buzamientos se acercan a 50°. Pero en el grupo 4, cambia este comportamiento, ya que se muestra una disminución en

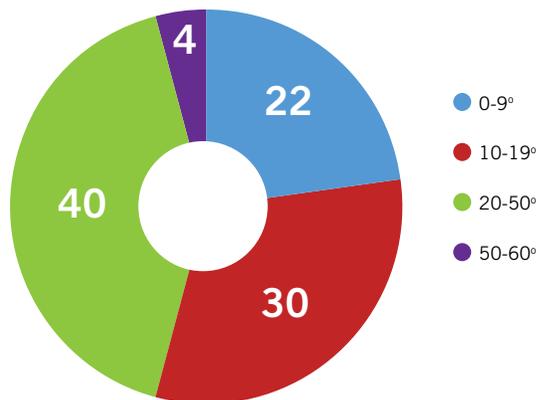


Figura 7. Total de pozos perforados en función de los buzamientos.

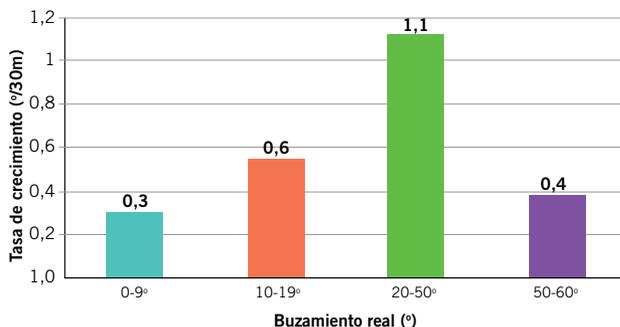


Figura 8. Tasa de crecimiento en inclinación promedio obtenida en modo rotario.

dicha tasa, resultando un valor similar al del grupo 1.

En la figura 9, se valoran los resultados de los *surveys* con respecto al plan direccional, y se analiza la distancia que existe entre la posición final planificada-punto de verticalización (X, Y) y la posición final real según el último *surveys* registrado (X, Y).

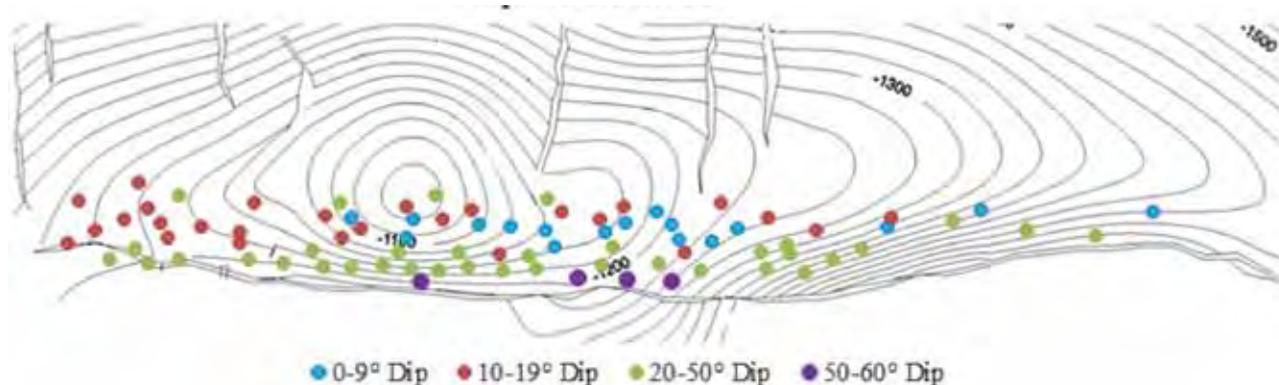


Figura 6. Mapa estructural, buzamientos asociados.

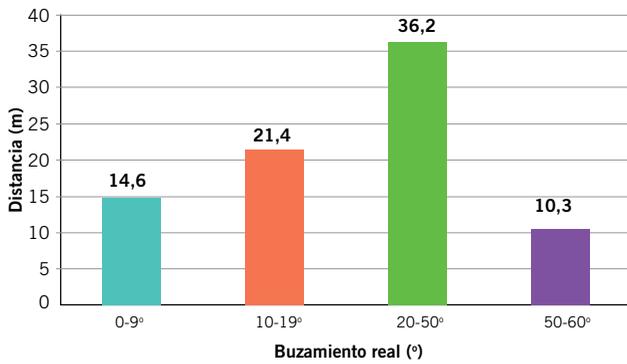


Figura 9. Distancia promedio al plan direccional a la profundidad final del pozo.

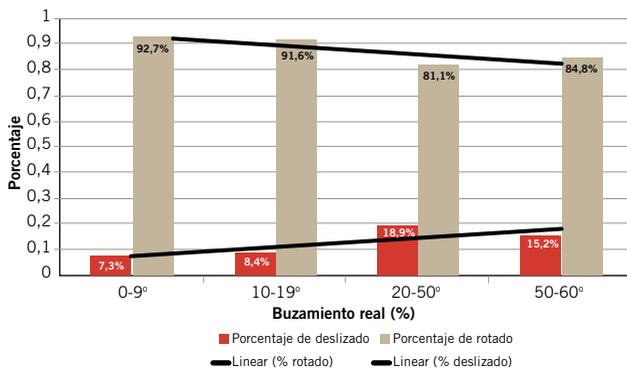


Figura 10. Comparación porcentual del trabajo realizado en modo deslizando versus rotario.

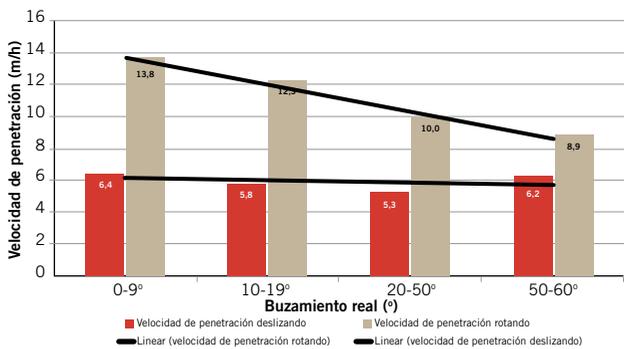


Figura 11. Velocidad de penetración promedio según el buzamiento de la formación.

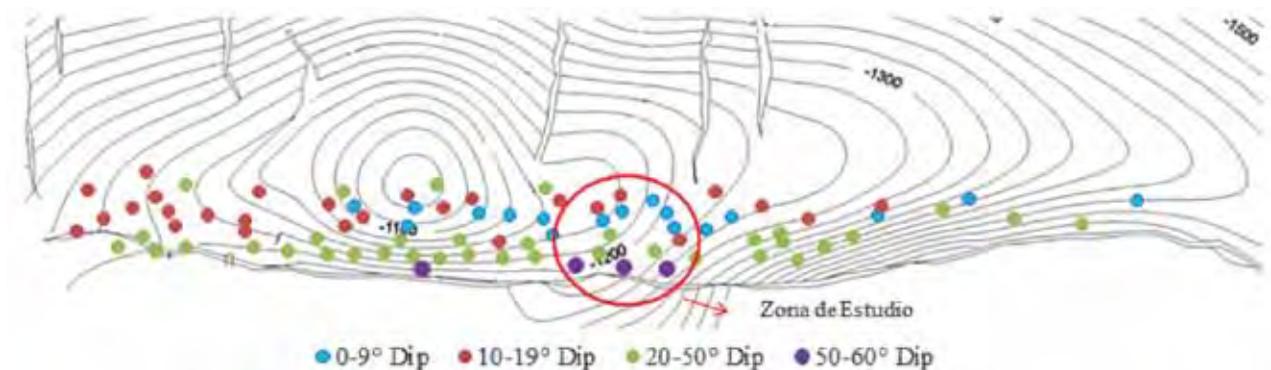


Figura 12. Mapa estructural, zona de estudio.

Conjuntamente se analizan los porcentajes de trabajo direccional realizado durante la perforación en la fase de estudio, y se observa que estos porcentajes presentan una diferencia según los tipos de buzamientos, como se muestra en la figura 10.

De los datos obtenidos, se extraen las siguientes características:

Grupo 1: en los pozos perforados dentro de este grupo, la tasa de crecimiento observada es de $0,3^\circ/30$ m, con una distancia final al plan direccional de 14,6 m; el porcentaje de trabajo direccional deslizado es de 7,3% y, en modo rotario, de 92,7%.

Grupo 2: los resultados obtenidos de los pozos perforados en este grupo muestran que la tasa de crecimiento es de $0,6^\circ/30$ m y la distancia final al plan direccional fue de 21,4 m; el porcentaje de trabajo direccional deslizado es de 8,4%.

Grupo 3: se observó que la tasa de crecimiento para este grupo es de $1,1^\circ/30$ m y la distancia final al plan resultante es de 36,2 m; con un el porcentaje de trabajo direccional deslizado de 18,9%.

Grupo 4: se observó que la tasa de crecimiento es de $0,4^\circ/30$ m y la distancia final al plan direccional resulta de 10,3 m. El porcentaje de trabajo direccional deslizado resultante es de 15,2% y, en modo rotario, de 84,8%.

Comparativamente, se valoran los datos extremos que se manifiestan entre el grupo 1 y el grupo 3 de los pozos perforados, se observan que los porcentajes de trabajo direccional deslizado del grupo 3, con respecto al grupo 1, aumentan en un 11,6% y además, las tasas de crecimiento en inclinación aumentan en un 59% en el grupo 3 respecto del grupo 1.

Por último, se analizaron las velocidades de penetración promedio en cada grupo (Figura 11).

Se observó que las velocidades en modo rotario disminuyen a medida que se perforan zonas del anticlinal, en las cuales los valores de las inclinaciones de las capas aumentan; sin embargo, las velocidades de penetración deslizando se mantienen dentro de un rango similar. En el caso particular para el grupo 4, las velocidades en ambos modos se acercaban en su valor.

Tiempos efectivos por grupo

Se delimito una zona de estudio, comprendida en un radio de 500 m, y se analizan las curvas de tiempos efectivos de pozos perforados, evaluándose los cuatro grupos de

buzamientos seleccionados anteriormente, como se muestra en la figura 12.

Se define como curvas de tiempos efectivos a los tiempos de perforación sin los tiempos planos asociados a circulaciones o maniobras de calibres. A los efectos de que las velocidades de penetración puedan ser comparables, se normalizan las profundidades de la fase de 6 1/8" en 0 m perforados.

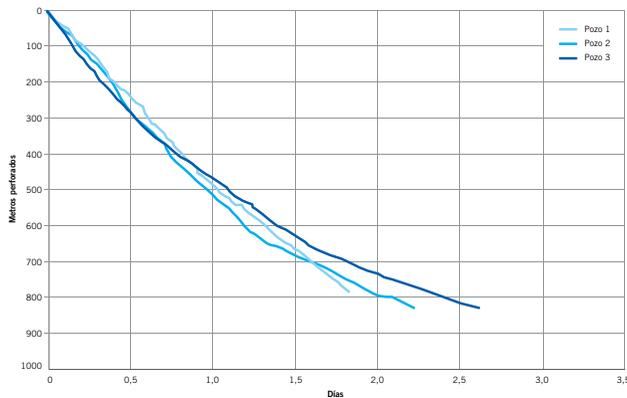


Figura 13. Tiempos efectivos en fase aislación, grupo 1.

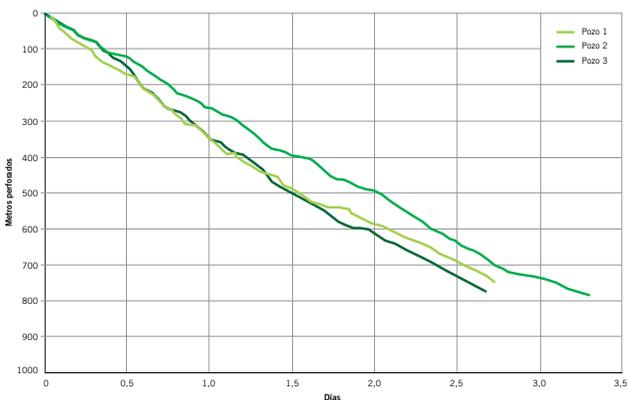


Figura 14. Tiempos efectivos en fase aislación, grupo 2.

Se toman 3 pozos de referencia de cada grupo para el estudio y se grafican los tiempos efectivos de la sección vertical de 6 1/8", con el objetivo de comparar los días de perforación (figuras 13, 14, 15 y 16).

En las figuras 13 a 17 se destaca que el espesor de la capa objetivo se incrementa en los pozos ubicados en los flancos del anticlinal, donde también se observan los mayo-

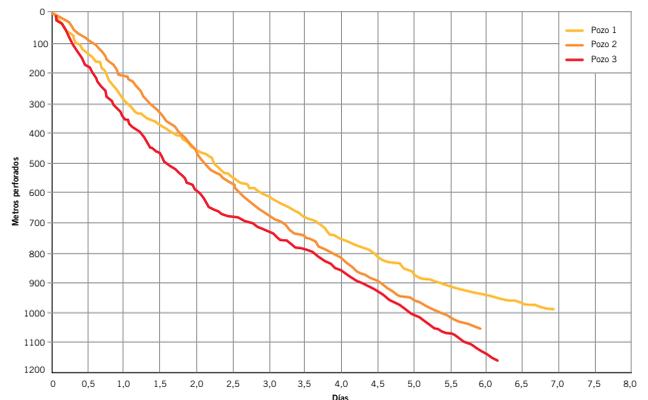


Figura 15. Tiempos efectivos en fase aislación, grupo 3.

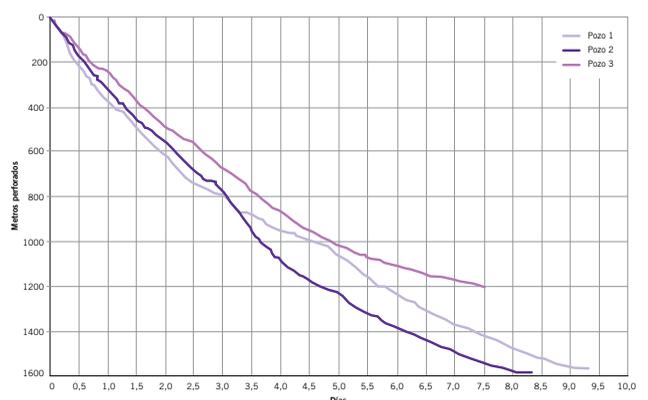


Figura 16. Tiempos efectivos en fase aislación, grupo 4.

M MARTELLI ABOGADOS

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

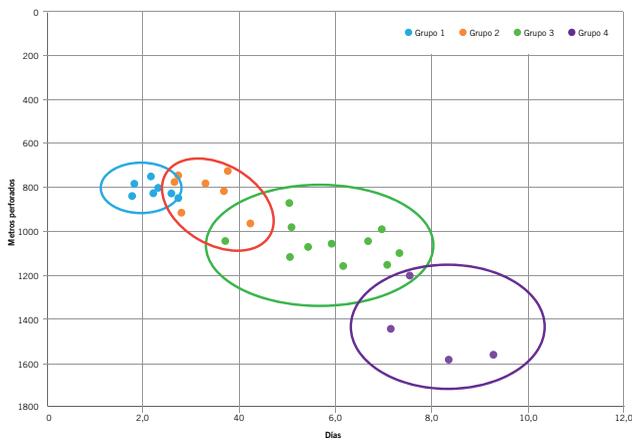


Figura 17. Tiempo efectivo en fase aislación, el cual comprende los 4 grupos.

res buzamientos.

Los tiempos efectivos promedio fueron los siguientes:
 Grupo 1: espesor promedio 800 m, tiempo efectivo promedio 2,20 días.

Grupo 2: espesor promedio 850 m, tiempo efectivo promedio 3 días.

Grupo 3: espesor promedio 1100 m, tiempo efectivo promedio 6,36 días.

Grupo 4: espesor promedio 1500 m, tiempo efectivo promedio 8,33 días.

Tiempos efectivos en pozos de referencias

Cuando se comparan los porcentajes de trabajo direccional deslizando de los diferentes grupos en la estadística realizada, se observa que el grupo 4 tiene un alto porcentaje en trabajo direccional deslizando similar al grupo 3, mientras que la tasa de crecimiento en inclinación es menor a la que presentaba en el grupo 1.

Se toma un pozo de referencia para cada grupo de buzamiento y se grafican los valores resultantes, de las variables inclinaciones, azimut, DLS, tasa de crecimiento en inclinación (*Build Rate*) y tasa de giro en azimut (*turn rate*) de los *surveys* resultantes, en relación con los tiempos efectivos de cada grupo consignado.

Grupo 1: la inclinación en los *surveys* se mantiene menor a 2°, el azimut es constante en 360°, la tasa de

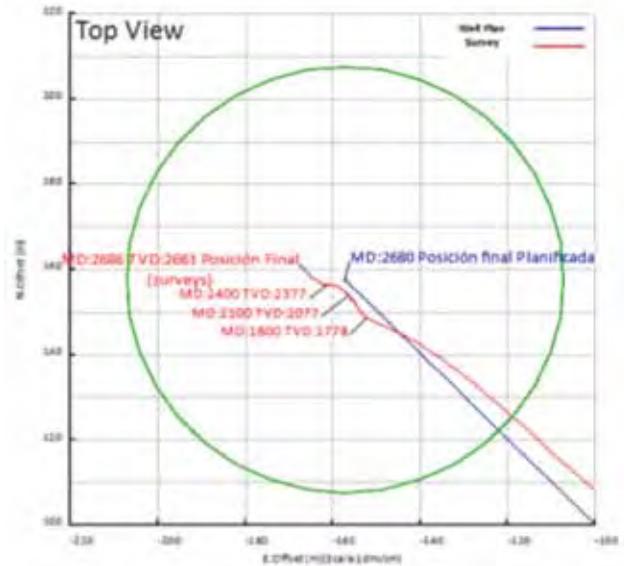


Figura 19. Vista en planta, pozo tipo, grupo 1.

crecimiento en inclinación se mantiene cercana a 0,2°/30 m y la tasa de giro en azimut comprende valores desde ±15°/30 m. El porcentaje de trabajo direccional deslizando resultante es de 2,81% y en modo rotario es de 97,19% (Figuras 18 y 19).

Grupo 2: la inclinación aumenta con la profundidad hasta alcanzar 5° en la profundidad final del pozo, el azimut se mantiene en un valor constante 360°. La tasa de crecimiento en inclinación se mantiene cercana a ±1,5°/30 m y la tasa de giro en azimut comprende valores entre ±7°/30 m cuando se perfora en modo rotario. El porcentaje de trabajo direccional deslizando resultante es de 13,36% y en modo rotario es de 86,64% (Figuras 20 y 21).

Grupo 3: la inclinación del pozo aumenta progresivamente y en la profundidad final alcanza 9° en modo rotación, el azimut queda comprendido entre los valores 360-15°, la tasa de crecimiento en inclinación se mantiene cercana a ±2,5°/30 m. El porcentaje de trabajo direccional deslizando resultante es de 29,97% y en modo rotario es de 70,03% (Figuras 22 y 23).

Grupo 4: las inclinaciones en los *surveys* se mantienen

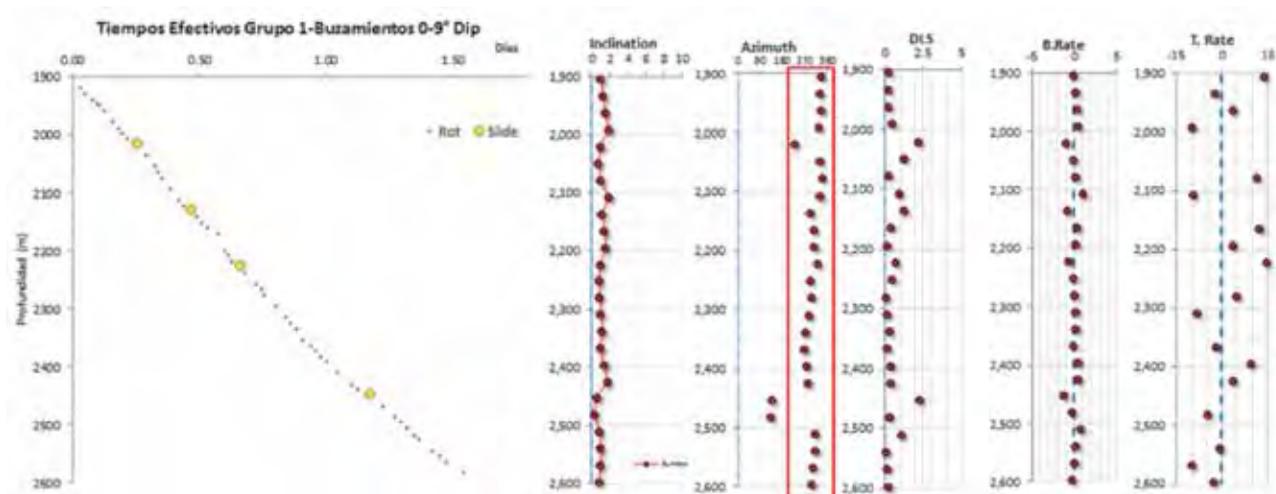


Figura 18. Resultados direccionales pozo tipo, grupo 1.

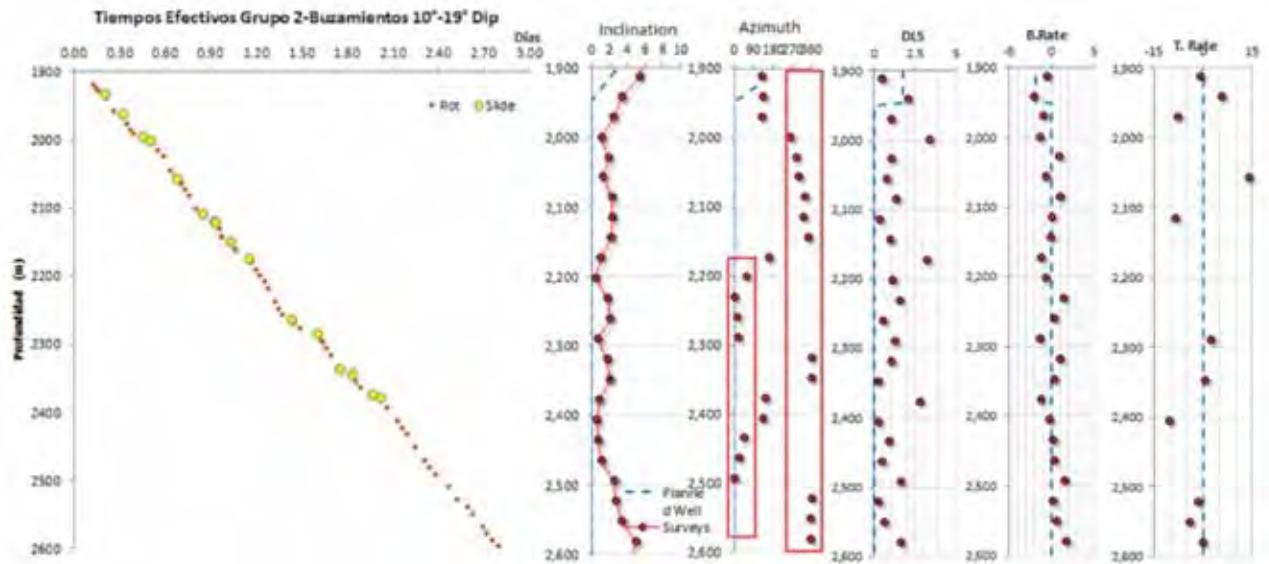


Figura 20. Resultados direccionales pozo tipo, grupo 2.

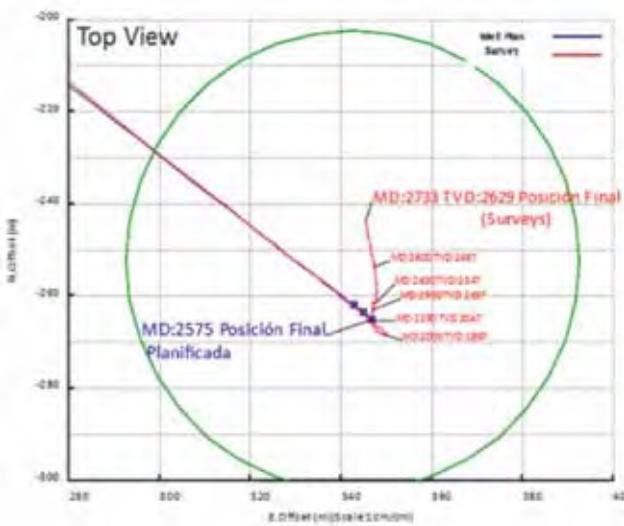


Figura 21. Vista en planta, pozo tipo, grupo 2.

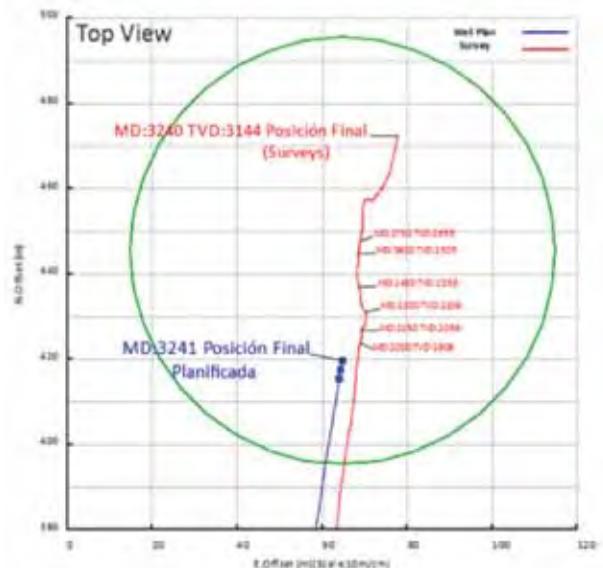


Figura 23. Vista en planta, pozo tipo, grupo 3.

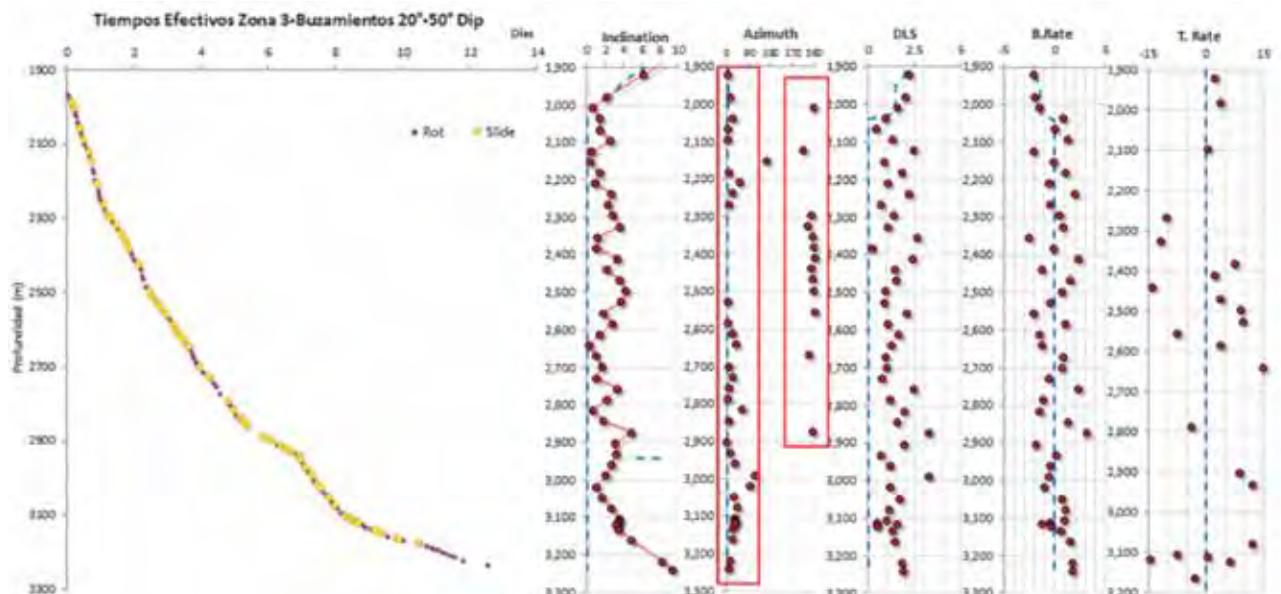


Figura 22. Resultados direccionales pozo tipo, grupo 3.

menor a 4° y disminuyen a medida que llega a la profundidad final, alcanzando 2° a la profundidad final en modo rotario. El azimut es variable, se genera un helicoide alrededor del punto de verticalización. La tasa de crecimiento en inclinación se mantiene cercana a $\pm 2^\circ/30$ m y la tasa de giro en azimut comprende valores desde $\pm 15^\circ/30$ m cuando se perfora en modo rotario. El porcentaje de trabajo direccional deslizando resultante es de 21,84% y en modo rotario es de 78,16% (Figuras 24 y 25).

Se analiza la tasa de crecimiento en inclinación y de giro en azimut, en los pozos que integran este grupo, ya que se observa a partir de los surveys, que los azimuts no presentan un valor constante, como en los grupos anteriores. Para el grupo 4, la tasa de giro en azimut resultante es mayor respecto de la tasa de crecimiento en inclinación, por lo cual las correcciones que se realizan tienen como objetivo corregir el azimut.

Modelo de complejidad

En función de los tiempos y las problemáticas asociadas a la perforación de los pozos, se generó un modelo para caracterizar la complejidad de los pozos tipo "S", donde los datos de ingreso son la inclinación del plan direccional y, por otro lado, los buzamientos de las formaciones.

Como resultante, en la figura 26, se ha logrado predecir los tiempos estimados de las fases y los problemas asociados a la perforación direccional.

Los datos experimentales mostraron que, al realizar pozos en zonas de alto buzamiento y planificados con elevada inclinación en la fase de 8 3/4" (construcción de la "S"), los tiempos requeridos para finalizar las fases son mayores, observándose valores elevados de arrastres y torques y una pobre transferencia de peso al trépano, como así también mayor cantidad de carreras de BHA necesarios para su finalización.

Predicción de tendencias

Al momento de realizar las trayectorias direccionales

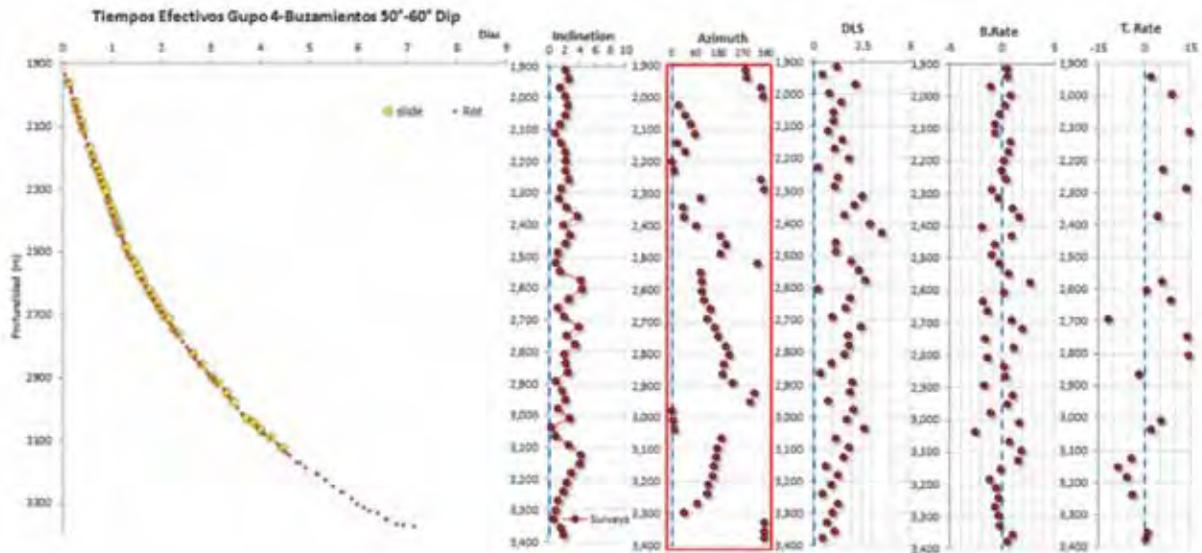


Figura 24. Resultados direccionales pozo tipo, grupo 4.

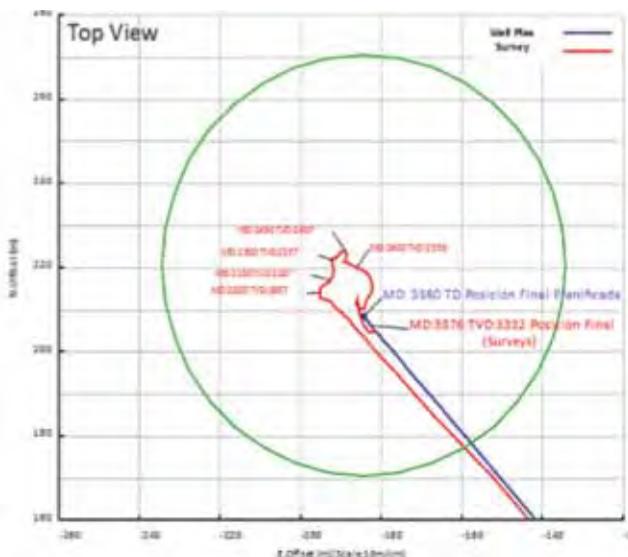


Figura 25. Vista en planta, pozo tipo, grupo 4.

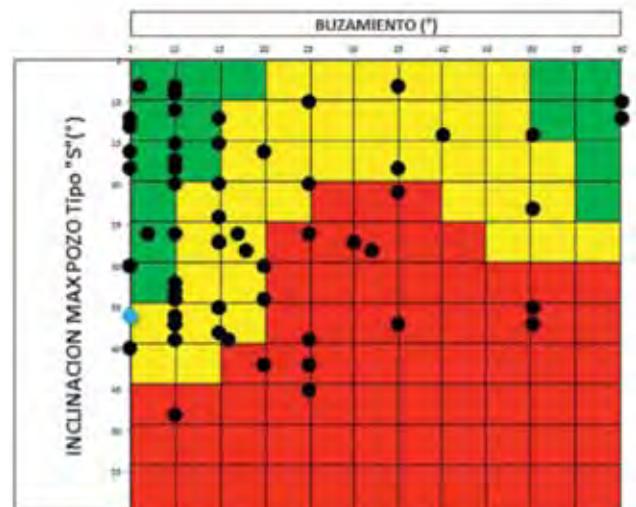


Figura 26. Modelo de complejidad, pozos tipo "S".

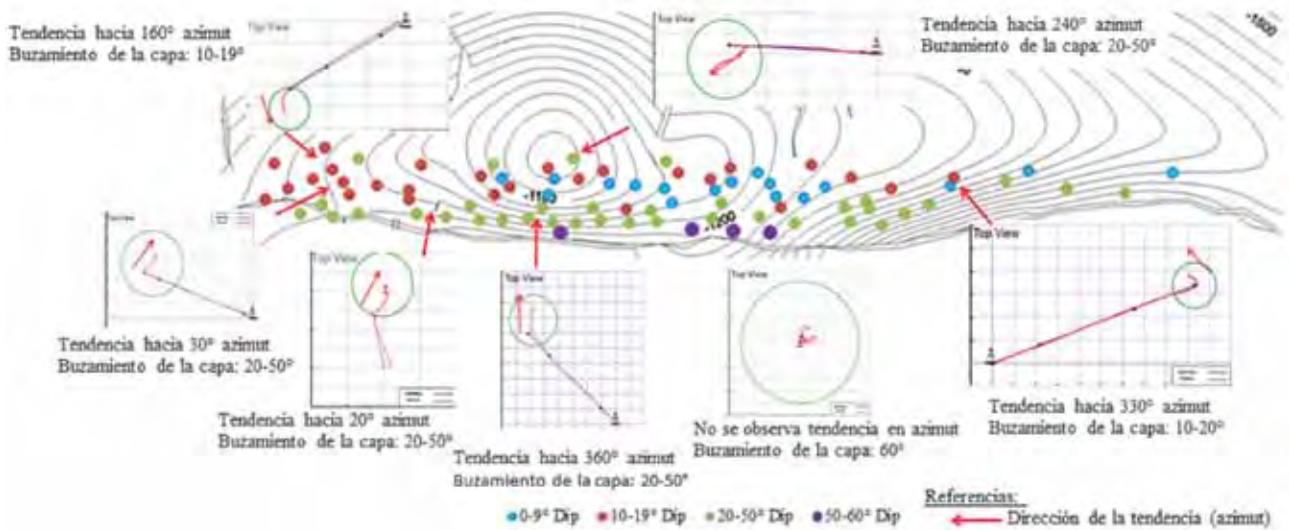


Figura 27. Mapa estructural, evaluación de tendencia según la dirección preferencial, perpendicular a los planos de estratificación.

se analizó el mapa estructural del yacimiento teniendo en cuenta los datos de los buzamientos y el ángulo efectivo de buzamiento.

En el siguiente gráfico se observa que existe una orientación preferencial, hacia donde se dirigen los pozos. Según la ubicación de la coordenada en el punto de verticalización de la trayectoria tipo "S", la trayectoria resultante adopta una orientación preferencial perpendicular al plano de estratificación, dado por las isohipsas del mapa estructural geológico (Figura 27).

Cuando los buzamientos se encuentran comprendidos entre 0-50° de inclinación, se observa que el pozo se dirige en forma opuesta al rumbo de la capa ($\pm 180^\circ$), por lo cual avanza hacia la zona más elevada del plano estratigráfico.

Dentro de los casos evaluados en el grupo 4, buzamientos mayores a 50°, se advierte una tendencia a desplazarse en dirección hacia arriba en el plano de estratificación, pero en menor medida que los grupos restantes. Sin embargo, los surveys resultantes han generado trayectorias en forma de helicoide asociado a las correcciones del trabajo direccional, no presentando un azimut definido.

A medida que se incrementaban los pozos perforados y se evaluaban los resultados obtenidos en las distancias al objetivo, según los valores de los buzamientos, se debió modificar las trayectorias planificadas, descentrándolas del objetivo geológico para aprovechar las tendencias de la zona.

Optimización de trayectorias

Se tuvieron en cuenta dos pozos que se encuentran a 390 m de distancia entre bocas de pozos y que se ubican en una zona del yacimiento donde las inclinaciones de la formación objetivo se encuentran comprendidas entre 20-50° y el rumbo de la tendencia es hacia el primer cuadrante (0-15°).

En el primer caso, pozo "X", se planificó el punto de verticalización en el centro del objetivo, ubicándose el mismo hacia un rumbo de 218° con respecto a la boca de pozo, con una inclinación del plan de 13,85° (Figura 28).

Luego, se evaluó un segundo pozo "Y", en el cual se planificó el punto de verticalización a 50 m de distancia del centro del objetivo hacia un rumbo de 350°, con respecto a la boca de pozo, con una inclinación de plan de 6,5° (Figura 29).

La profundidad de asentamiento del casing de 7" y la profundidad final de la fase se planificaron de manera similar, ubicándose a las mismas profundidades verticales verdaderas (TVD), lo que resulta que los pozos puedan ser comparables.

En el pozo "X", el porcentaje de trabajo direccional deslizando es 6,62% mayor que el pozo "Y", lo cual refleja que el pozo "Y" se realizó con un mayor porcentaje de metros perforados en modo rotario (Figuras 30 y 31).

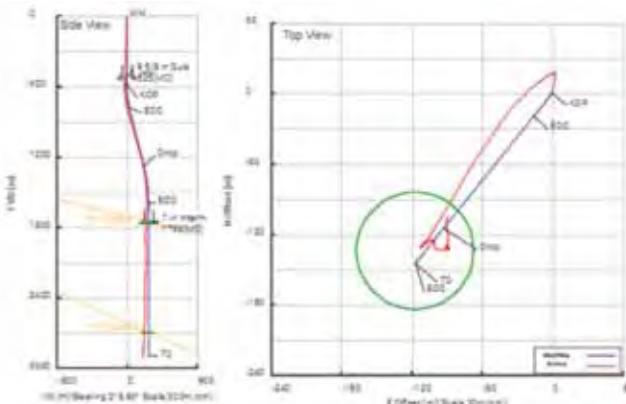


Figura 28. Pozo "X", trayectoria planificada al centro del objetivo.

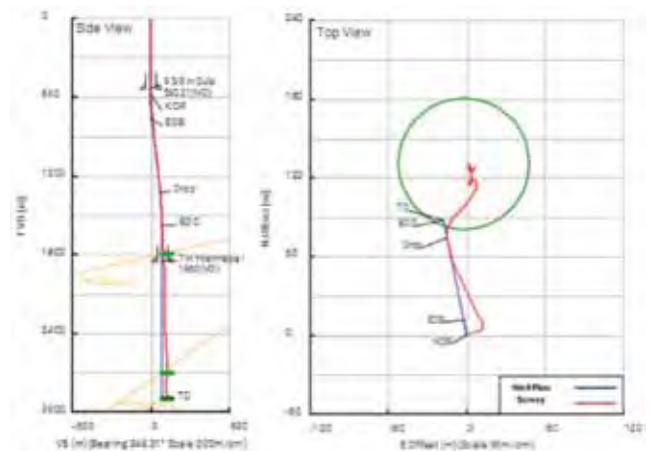


Figura 29. Pozo "Y", trayectoria planificada donde el punto de verticalización se encuentra desplazado del objetivo, teniendo en cuenta el buzamiento.

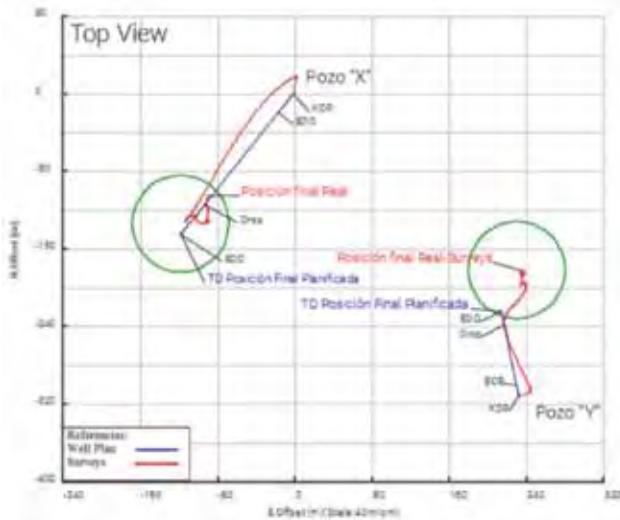


Figura 30. Vista en planta, ubicación de las bocas de los pozos "X" y "Y".

En el pozo "X" se observa que la distancia con respecto al objetivo planeado según trayectoria a la profundidad final es de 40 m, mientras que el pozo "Y", en la profundidad final queda distanciado del centro del objetivo a 8,3 m.

Las distancias al punto de verticalización, en ambos pozos son similares (48 m); sin embargo, en el pozo "Y" el porcentaje de trabajo direccional deslizando es menor y el objetivo no se compromete, ya que se cumple con la ubicación planeada en el centro del mismo (Figura 32).

En líneas generales, dentro del yacimiento, se modifica el punto de verticalización con respecto al objetivo hacia el rumbo opuesto al del buzamiento para los casos de pozos perforados que posean buzamientos comprendidos entre 0-50° de inclinación. El desplazamiento se realiza en función de la tasa de crecimiento en inclinación que caracteriza la zona, proyectando a la profundidad final del pozo en la etapa de planeación, con el objetivo de obtener mayor margen dentro del radio de tolerancia del objetivo. De esta manera, se logró optimizar los tiempos con trabajo en modo rotario. Esta situación reduce los porcentajes de trabajo direccional y logra cumplir los objetivos propuestos.

Conclusiones

- No hay linealidad en el comportamiento de una sarta de perforación en modo rotario mientras incrementan los ángulos de buzamiento.
- Los pozos que presentan mayores desafíos en el nivel direccional son aquellos que se encuentran entre los 20° y los 50° de buzamiento de las capas.
- Para los pozos que se perforan en una zona con buzamientos mayores a 50° se debe considerar que tendrá un alto porcentaje en trabajo direccional para corregir el rumbo y un bajo porcentaje para corregir la tasa de crecimiento.
- En la medida que se incrementan los buzamientos, disminuye la ROP en modo rotario.
- En el yacimiento en estudio, los ángulos de buzamientos reales han sido similares al ángulo efectivo, por lo cual se ha observado que la fuerza de desviación ha generado que las trayectorias se dirijan hacia arriba en los planos de estratificación.
- Con un mapa estructural, se puede generar un modelo predictivo prospectivo para optimizar la ubicación de las

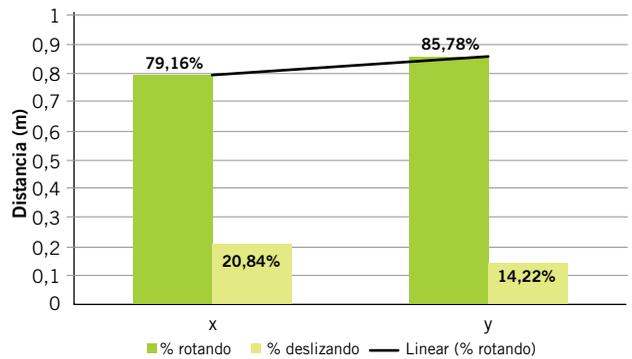


Figura 31. Comparación porcentual del trabajo direccional deslizando y rotando.

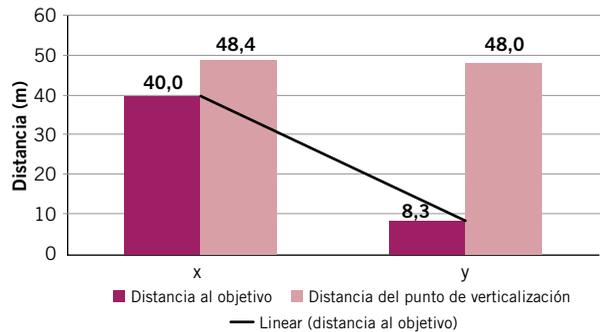


Figura 32. Comparación de la distancia al plan/ objetivo a la profundidad final del pozo.

bocas de pozo, de manera que los objetivos se encuentren a favor del buzamiento de las capas y busquen disminuir los tiempos de trabajo direccional.

- Las optimizaciones se lograron como consecuencia de un buen trabajo en equipo.

Pasos por seguir

Se debe estudiar la compresibilidad de la roca en las distintas áreas del anticlinal con el fin de asociarla a las diferencias en velocidades de penetración.

Para el caso de los pozos perforados en buzamientos comprendidos entre 20-50°, se debe evaluar la posibilidad de planificar la inclinación del plan en la sección de 6 1/8" con un ángulo igual o similar al ángulo de buzamiento real. El objetivo es que el ángulo efectivo resulte 0° y la fuerza resultante de desviación disminuya, para lo cual se debe estudiar el ángulo de ingreso a la formación, dependiendo de la posición del plano de estratificación y la geomecánica de la zona que se perforará. ■

Bibliografía

- Ibáñez, Hohl Introducción al *Tight Gas*, *Petrotecnica*, junio 2014.
- Shamsuzzoha, Md., *Analysis of borehole failure related to bedding Plane June-2011*, pág. 20.
- McLamore, R. T. *The Role of Rock Strength Anisotropy in Natural Hole Deviation*, november, 1971.
- Bradley W. B., *Deviation Forces from the Wedge Penetration Failure of Anisotropic Rock*. *J. Eng. Ind* 95(4), 1093-1100, Nov 01, 1973.
- Bernt Aadnoy & Reza Looyeh. *Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design* Elsevier, First edition, 2011.
- Powell, D., *Interpretation of Geological Structures through Maps*, *Longman Scientific and Technical*, 1992, 176 pp.



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

ZOXI[®]

Protective Coating

AOG 2017 | 2G-39

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

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

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

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



La XI AOG 2017 expuso la fuerza de la industria

Por **Redacción de Petrotecnia**

Con gran convocatoria, del 25 al 28 de septiembre últimos se realizó la Argentina Oil & Gas Expo, la XI Exposición Internacional del Petróleo y del Gas, “la AOG” 2017.

En efecto, durante cuatro días, las principales figuras del sector se dieron cita en la AOG Expo, donde un total de 322 empresas mostró sus últimas tecnologías a más de 23.000 visitantes del sector.

Más de 10.700 m² fueron ocupados por expositores de la Argentina, Canadá, China, España, Taiwán, Estados Unidos, Francia, Mónaco, Ucrania, Portugal, Dinamarca, Malasia, Rusia, Turquía, Colombia y Brasil.

La Argentina Oil & Gas Expo 2017 superó las expectativas como punto de reunión y actualización profesional para la industria del petróleo y del gas. Empresarios, profesionales, decisores, académicos y estudiantes del sector participaron del mayor evento del sector de los hidrocarburos de la región.

La exposición, organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), ocupó una superficie total de 35.000m² en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires.

Durante la inauguración oficial, el Presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón, celebró los 60 años del reconocido instituto y expresó: “En este recorrido hemos visto cómo

la industria se fue adaptando al contexto político, económico y social. Se han hecho desarrollos tecnológicos, métodos de explotación del gas y el petróleo, de modo impensado. Nuestra industria cumple un rol clave en la economía del país”.

Poco antes, el Ministro de Energía y Minería de la Nación, Ing. Juan José Aranguren, había expresado, ante Omar Gutiérrez, Gobernador de Neuquén; Mariano Arcioni, Vicegobernador de Chubut y directivos de las principales empresas del sector, su felicitación por los 60 años de la creación del IAPG y los más de 100 años de petróleo en el país. Agradeció a los expositores porque “comparten la oportunidad que tenemos hoy en la Argentina de hacer un punto de inflexión, ese que el sector necesita y que ocurre en un escenario global complejo. Los precios reflejan tranquilidad en los mercados y, muchas veces, en la Argentina desaprovechamos oportunidades. Este no es momento de desaprovecharlas”, afirmó.

Un lugar para el conocimiento y los negocios

La exposición se transformó, con el correr de los años, en un importante ámbito tanto para el intercambio de conocimientos técnicos y experiencias, como para la presentación de novedades tecnológicas, maquinarias y tendencias; y por supuesto, para la concreción de negocios.

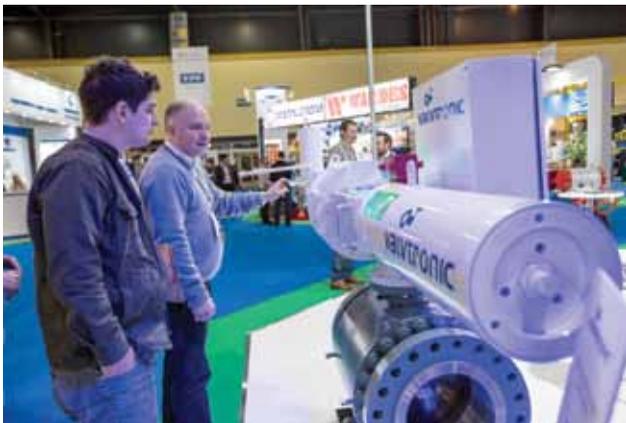
Se fueron sumando numerosas actividades en paralelo que convocaron a un público numeroso. Es el caso del 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos (al que nos

referimos en otras páginas), el cual fue organizado por la Comisión de Perforación del IAPG y auspiciado por ARPEL, en el que se presentaron más de 48 trabajos técnicos, se desarrollaron cuatro conferencias y tres mesas redondas. Asistieron alrededor de 300 profesionales inscriptos.

En la apertura del evento, el recambio generacional sumó energías para el futuro en la 3ª edición de las Jornadas Jóvenes Oil & Gas (JOG3) (también mencionado en otras páginas), dedicadas a los profesionales que se inician en la industria: estudiantes avanzados tanto de carreras científicas como de otras disciplinas relacionadas con el mundo energético. Allí, destacados oradores expusieron sobre temas de interés que convocaron a más de 320 jóvenes y trataron los asuntos que más les preocupan.

Además, durante tres días consecutivos se realizó el ya tradicional Encuentro con los CEOs, un ciclo de conferencias que reunió a los número uno de las principales compañías de la industria. Cada día, más de 1500 asistentes pudieron conocer las expectativas y los planes a futuro de las máximas autoridades de Enap, ExxonMobil, Pampa Energía, Pan American Energy, Pluspetrol, Shell Argentina, Tecpetrol, Total Austral, Wintershall Energía e YPF.

También se llevaron a cabo dos paneles en los que se abordaron temas relacionados con los desafíos actuales de la industria en las áreas de Sustentabilidad y Recursos Humanos: el primero se denominó “La contribución de la industria del O&G a la agenda de los ODS” y, la segunda, “Diversidad e integración en la industria del O&G: experiencias e ideas”. Ambos tuvieron numerosa concurrencia y suscitaron mucho interés, como mencionamos en otras páginas de este número.





Por su parte, la actividad destinada a los colegios secundarios, llamada “La Escuela Técnica visita la AOG”, congregó a docentes de diversos colegios de CABA y del Gran Buenos Aires.

En lo referente a la AOG como ámbito privilegiado para empresas y negocios, las Rondas Internacionales de Negocios registraron un total de 960 reuniones entre 62 fabricantes y productores argentinos en condiciones de exportar y 17 compradores extranjeros provenientes de Bolivia, Colombia, México y Perú.

Los expositores brindaron 55 conferencias técnicas y comerciales, en las que realizaron lanzamientos y presentaciones de productos.

Encuentro con los CEOs

De esta actividad, que se ha vuelto ineludible en el marco de la Expo, participaron los líderes de las principa-



les compañías con operaciones en el país: Martín Cittadini (Enap Sipetrol), Daniel de Nigris (ExxonMobil Exploration Argentina); Richard Spies (PanAmerican Energy), Horacio Turri (Pampa Energía), Germán Macchi (Pluspetrol), Teófilo Lacroze (Shell Argentina), Carlos Ormachea (Tecpetrol), Jean-Marc Hosanski (Total Austral), Gustavo Albrecht (Wintershall Energía) y Miguel Gutiérrez (YPF).

En común, además de tratar la problemática del sector, tocaron temas, como el desarrollo de los recursos no convencionales, la gran oportunidad de la industria energética, el optimismo respecto del futuro de la actividad; en general, confirmaron fuertes inversiones en *upstream*, hablaron de enfocarse en la productividad y de alternativas para agregarle valor al gas, además se habló sobre el futuro de las energías renovables.

Hacia el cierre de la Argentina Oil & Gas Expo, el Ing. López Anadón expresó que “es posible que la Expo AOG 2017 haya marcado el comienzo de una nueva era para la industria, algo que ocurrirá en la medida que el entusiasmo que





mostraron los principales ejecutivos de las compañías participantes y los expositores en general se vuelque en inversiones, no solo en recursos no convencionales, sino también, como muchos mencionaron, en convencionales”.

Aseguró que gracias a la calidad y la cantidad de expositores, esta edición superó a las anteriores. “Esto me alegra, porque nos estamos tecnificando y mejorando. Vi mucho

optimismo, no solo por lo que mostraron los ejecutivos con las empresas, en el marco de las charlas con los CEOs, sino también por lo que hablé con la gente”, afirmó Anadón.

Recordó que el primer día de la exposición, los jóvenes organizaron los JOG3, la tercera edición de los encuentros Jóvenes Oil & Gas. “Prepararon una excelente jornada. Felicitaciones a ellos, porque se mejoró lo que hicimos en



LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com
☎ (5411) 4469 8100



IPH[®]

CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS





versiones anteriores". También, en general, todos elogiaron a los organizadores por su atención y excelente diagramación en las actividades.

Negocios

En lo referente a la AOG, como ámbito privilegiado para empresas y negocios, las Rondas Internacionales de negocios registraron un total de 960 reuniones entre 62 fabricantes y productores argentinos en condiciones de exportar y 17 compradores extranjeros provenientes de Bolivia, Colombia, México y Perú. Los encuentros estuvieron enfocados en promocionar la industria nacional argentina y sus exportaciones; se organizaron en conjunto con la Agencia de Inversiones y Comercio Internacional y las sedes de las embajadas argentinas en el exterior.

Además, la AOG 2017 contó con una muy completa difusión a través de diversos canales. El AOG Channel ofreció 28 horas de programación transmitidas a través de diez

pantallas distribuidas por toda la Expo y realizó 70 entrevistas a los más destacados empresarios y profesionales de la industria. También se distribuyeron 18.000 ejemplares del Diario AOG, el suplemento oficial del evento, que cubrió en profundidad las novedades de cada día. Las redes sociales del IAPG compartieron minuto a minuto todo lo acontecido.

La sustentabilidad estuvo presente en todo momento, no solo en diversas conferencias. Durante las jornadas JOG, voluntarios de EcoHouse impartieron charlas sobre reciclado y, al terminar la Expo, se puso en marcha el programa "La Rural Recicla", a través del cual tres organizaciones civiles recibieron materiales donados para su puesta en valor.

En efecto, al finalizar la exposición, se recolectaron 87 toneladas entre muebles, maderas, vidrios, metales y placas, gracias al aporte de las compañías PanAmerican Energy, DPI Austral, Wintershall, YPF, SIAM y Derrick. De este modo, la iniciativa que es llevada adelante junto a la Fundación Compromiso, culminó exitosamente un nuevo desarme. Estas cifras superaron no solo las alcanzadas en la anterior AOG, sino que constituyó un récord de recolección para el Programa, que lleva 11 años en actividad. Las instituciones beneficiarias fueron Instituto 13 de julio, ADULAM y Nahiot, Hogar Los Pitufines y Club Barrial de Escobar. Las mismas reutilizarán lo recuperado para la construcción de juguetes didácticos, el mobiliario, el reciclado de muebles y el armado de refugio para mascotas, entre otros usos.

De este modo, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas y La Rural reafirmó su compromiso con el cuidado del ambiente y la ayuda a organizaciones de la sociedad civil. Y espera superarse en la duodécima edición de la muestra, que ya tiene fecha definida: del 23 al 26 de septiembre de 2019, nuevamente, en La Rural Predio Ferial de Buenos Aires. ■





Panel de RRHH: “Diversidad e integración en la industria del O&G: experiencias e ideas”

Por *Redacción de Petrotecnia*

Un encuentro de expertos en Recursos Humanos sobre la industria dejó reflexiones acerca de la diversidad.

En el marco de la Argentina Oil & Gas Expo 2017, se destacó el panel sobre Recursos Humanos, organizado por la Comisión de Recursos Humanos del IAPG, bajo el título: “Diversidad e integración en la industria del O&G: experiencias e ideas”, en el que se analizó el rol de las nuevas generaciones, la mujer y la discapacidad en el ámbito laboral actual.

Participaron del panel Martín Arregui, Director de Promoción de la Empleabilidad de Trabajadores con Discapacidad del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social; Gonzalo Rossi, Gerente General de Whalecom y Co-fundador de JoiLab; Patricia Debeljuh, Directora del Centro Walmart Conciliación Familia y Empresa (CON-FyE) del IAE Business School, Universidad Austral; y Andrés Mosteiro, Presidente de la Comisión de Recursos Humanos del IAPG.

Se reproducen aquí las reflexiones de dos de sus participantes.

“La capacidad por sobre la discapacidad: lo que no se ve y el camino hacia el mundo del trabajo”

Por **Mauricio Capart**

Son muchas las personas en nuestro país que transitan el camino de la búsqueda de un trabajo. Y son muchas las personas con discapacidad que transitan el mismo camino, pero aquí hay que tener especial atención sobre la existencia de barreras y cómo estas influyen en el desarrollo personal de estas personas.

Hay barreras edilicias para quienes tienen una discapacidad motriz, hay barreras para quienes tienen una discapacidad visual o auditiva que condicionan su conocimiento por falta de formatos accesibles y la dificultad que esto representa para adquirir nuevos saberes. Barreras que presentan algunos servicios públicos, como el transporte, pero la más grande de todas las barreras es la social, ya que gran parte de la sociedad, por desconocimiento o por miedo, encasilla, estigmatiza a quienes tienen una discapacidad, manteniendo una visión negativa de la persona sobre el supuesto que no son productivas. Cuando en realidad esa mirada negativa surge de las barreras que limitan y condicionan a estas personas, y no permiten mostrar los aspectos positivos o aptitudes que ellas poseen. La sumatoria de todos estos factores da como resultado la falta de oportunidades en distintos ámbitos, a lo largo de la vida de quienes nacen con una discapacidad o de aquellas que la adquieren en algún momento de sus vidas.

A grandes rasgos este es el desalentador panorama que viven día a día quienes tienen una discapacidad. Mientras el mundo avanza cada vez más velozmente, para ellas, poder desarrollarse como individuos y lograr una vida plena supone el doble de esfuerzos para hacerse de su propio camino. Mientras la sociedad presume un camino que es para todos, para muchos de ellos no da tregua ni atajos, debido a que para llegar a un mismo resultado, por lo general, la senda a su favor resulta ser la más larga y no porque así lo deseen, sino porque no les queda otra opción. Entonces conseguir algún logro por pequeño o grande que sea, implica mayor dedicación, mayor empeño o mayor esfuerzo. Cualidades que los lanza a competir con el resto del mundo, con la doble tarea de tener que derribar esa infinidad de obstáculos.

Aún hoy, en tiempos de globalización, de las telecomunicaciones, de importantes avances tecnológicos y científicos, nada pareciera ser suficiente para que logren la plena inclusión en la sociedad y consigan calidad de vida, igualdad de condiciones y oportunidades, con el fin de ser reconocidos y valorados por sobre su condición. El mundo del trabajo no es ajeno a esta dura realidad, todo lo contrario, la replica de similar manera.

Sin embargo, muchas personas con discapacidad, pese a las adversidades, han sabido desarrollarse, capacitarse, han conseguido estudios universitarios, han aprendido a valorar mucho más la vida. Son seres resilientes, ya que han sabido desarrollar la capacidad humana de asumir con flexibilidad situaciones límite y sobreponerse a ellas. Pero

estos aspectos humanos no los refleja ningún currículum vitae, aspectos que por sobre cualquier persona o condición son muy necesarios en un ámbito laboral. A la vez que los reconoce como más fieles a cuidar su puesto de trabajo, dado la falta de oportunidades.

Hoy hay miles de personas con algún tipo de discapacidad en nuestro país con ganas de trabajar, de salir adelante, de crecer, que esperan una oportunidad, tal vez la única que se les presente. Invito a todo aquel empleador, al lector de este artículo, a dejar el miedo y los prejuicios de lado, superar las barreras, crear estrategias conjuntas desde el sector público y privado, aunando esfuerzos a este gran desafío que es lograr la inclusión socio-laboral de las personas con discapacidad.



“La sociedad está esperando el liderazgo de la mujer”

Por **Dra. Patricia Debeljuh**

El liderazgo de la mujer traspasa las fronteras de su propia familia y está llamado a incidir en el ámbito laboral y social. Con su aporte, la equidad está cada vez más cerca. Las mujeres buscan la igualdad de oportunidades, pero para alcanzarla es necesario que primero ellas sean absolutamente dueñas de sí mismas, es decir, que puedan contribuir sin perder su esencia de mujer y brindar aportes desde aquello que le es propio y en lo que ella, por ser mujer, es insustituible.

Hoy las mujeres están abriendo senderos que antes no estaba permitido transitar, ni la sociedad imaginaba que podrían abrirse. Llegan en mayor número a ingresar en la Universidad, egresan en mayor proporción que los varones y los mejores promedios son de las mujeres. Están presentes en ambientes de trabajo donde, tradicionalmente, ocupaban solo a varones (es el caso de las mineras y de las empresas petroleras).

Varios son los frenos que obstaculizan muchas veces su trayectoria profesional, pero más allá de ellos, es importante que tanto las familias, las empresas y la sociedad valoren el aporte específico que puede hacer la mujer. Ella cuenta con el talento innato para hacer crecer a las personas y su capacidad para el servicio, la creatividad y la flexibilidad no conoce límites. La mujer se preocupa más por solucionar los problemas de la personas que por construir su propia carrera. De ahí que suele valorar más el desarrollo de las relaciones humanas basadas en la confianza, lo que implica reciprocidad y colaboración, además de fomentar el trabajo en equipo.



El mundo está esperando el liderazgo de la mujer para hacerlo más habitable, más productivo, más sensible a las necesidades personales en cada etapa de la vida, para que cada persona pueda dar, en cada circunstancia, lo mejor de sí misma y así alcanzar esa vida buena a la que todos aspiramos. Finalmente, y no por eso menos importante, no se debe olvidar que el aporte de la mujer ha de ser complementario al del varón porque ambos estilos son enriquecedores para las familias, para las empresas y para la sociedad.

**INGENIERÍA
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS**

EDVSA
Ingeniería y Construcción

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

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001

ESTABILIDAD Y LICENCIA SOCIAL



Los jóvenes profesionales

Las nuevas generaciones de profesionales del petróleo y del gas se hicieron presentes en el evento más importante de la industria con una jornada que fue ovacionada.



se apropiaron de la escena

La creciente importancia de variables, como la innovación tecnológica, la sustentabilidad y el cuidado ambiental constituyen oportunidades de ingreso al sector para las nuevas generaciones, como quedó evidenciado en la tercera edición de Jóvenes Oil & Gas.

En efecto, a través de la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, la jornada “JOG3: Sumando energía para el futuro”, los recién llegados a la industria hidrocarburífera protagonizaron el inicio de la Argentina Oil & Gas (AOG) Expo 2017, en el predio ferial de La Rural.



Fue una jornada que los más jóvenes representantes de la industria idearon y realizaron íntegramente, siguiendo los temas que más les preocupan y haciendo las preguntas para alcanzar las respuestas que esta generación necesita obtener. Para ello, eligieron a distintos referentes de la actividad como expositores.

Los expositores manifestaron sus pareceres y compartieron sus experiencias sobre sustentabilidad, desarrollo de carrera, innovación y tecnología, geopolítica y economía, entre otros ejes temáticos abordados en la tercera edición de Jóvenes Oil & Gas (JOG).

El encuentro fue inaugurado por el presidente del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Ernesto López Anadón, quien sostuvo que la industria atraviesa un momento de grandes cambios. “Nos dirigimos hacia una nueva época con nuevos líderes en el sector”, aseguró ante la nutrida concurrencia de unos 320 jóvenes ingenieros, geólogos, geofísicos y técnicos.

En esa misma línea, Pablo Bizzotto, Vicepresidente Ejecutivo de *Upstream* de YPF, manifestó su entusiasmo por el interés de los jóvenes por su industria. Les habló de su experiencia, su desarrollo de carrera y de su visión de la actualidad energética.

En particular, fue optimista sobre la evolución de los desarrollos no convencionales en el país. “La curva de aprendizaje en Vaca Muerta ha progresado mucho, al tiempo que los costos bajaron considerablemente. Aunque en un principio el valor por perforación era USD36 millones, ya tenemos pozos de USD13 millones”, comparó.

Según sus palabras, el próximo paso involucra la geonavegación, técnica que posibilitará identificar en detalle

cada fragmento de roca al que se quiere llegar. “Así estamos buscando un salto de calidad en la productividad”, apuntó.

Por su parte, al momento de hablar de innovación tecnológica, Santiago Sacerdote, Gerente General de Y-TEC, remarcó la importancia de pensar en el futuro de la mano de proyectos colectivos que generen valor. “No hay que perder de vista el ‘para qué’ de todo lo que hacemos”, señaló.

Con el fin de mejorar la eficiencia operativa, expresó, serán fundamentales algunas herramientas como la simulación y el análisis de datos. “Especializarse en hidrocarburos no convencionales es una decisión estratégica, ya que harán falta muchos profesionales para ampliar el conocimiento de nuestro subsuelo”, aseguró.



Proyectos desafiantes

En tanto, Daniel Camaros, Project Manager de Total Austral, puso el foco en los retos que el *offshore* implica para el país. En ese sentido, destacó las complejidades del proyecto Vega Pléyade, en Tierra del Fuego, cuya plataforma está conectada por un gasoducto de 24" de 75 km y cuenta con dos pozos de 1500 m de profundidad.

“El último tramo de cañería llegando a la costa tiene una trinchera de 11 km para protegerla del mar”, precisó. Por estos días, acotó el directivo, Total está emprendiendo

una iniciativa igual de desafiante. “Me refiero al proyecto Fénix, que se ubica a 60 km de la costa y presenta las mismas características que Vega Pléyade”, resaltó.

Sobre los precios del sector hablaron específicamente Daniel Gerold, director de G&G Energy, y Marcelo Martínez Mosquera, expresidente de Tecpetrol. “A partir de 2018, después de dos años de camino a la convergencia, van a regir valores internacionales de petróleo y de com-





bustibles en la Argentina”, adelantó Gerold. A su criterio, la normalización de las tarifas impactará positivamente en la política económica.

“Tenemos que afrontar el desarrollo energético de la manera más sustentable posible para las próximas décadas”, expresó. Martínez Mosquera, en tanto, recalcó que –con los precios vigentes– los costos operativos impiden que la actividad sea rentable. “Ese es el problema que padece el Golfo San Jorge. Pero estimo que la tasación del crudo podría subir unos USD10 o USD15 en los próximos dos años, lo que permitirá el repunte de esa cuenca”, avizoró.

Más allá de todas estas disertaciones, durante la jornada se presentó una encuesta sobre el futuro y las tendencias del sector. Adicionalmente, CEOs de distintas compañías explicaron a través de un video –disponible en las redes sociales del IAPG– qué buscan de los jóvenes profesionales hoy y cómo creen que serán los directivos de 2030.



Acortando las brechas

La industria del petróleo y del gas tiene aún mucho por hacer en materia de diversidad de género. Así lo afirmó Anabel Perrone, directora ejecutiva de la Fundación YPF, durante su participación en el panel de Desarrollo de Carrera. “Por nuestra parte, conformamos un equipo de trabajo que identificó obstáculos y delineó estrategias para superarlos, además de incorporar la temática al código de ética y conducta de la empresa”, subrayó.

La idea, proyectó, es que no existan barreras ni brechas salariales entre los géneros. “Hay alrededor de 19.000 estudiantes vinculados con esta industria cuando carreras de economía o ciencias sociales tienen 170.000 inscriptos. Esto representa una oportunidad”, sentenció.

Para Gabriela Guida, gerente de Recursos Humanos de Capsa-Capex, es auspicioso que la nueva generación de profesionales mantenga una postura crítica sobre lo que se viene haciendo en el sector. “Hay que construir conversaciones intergeneracionales en las compañías para amalgamar las distintas voces”, opinó la especialista, quien también consideró vital “romper con cierto atraso en la relación entre la universidad y las empresas”.

En otras industrias, expuso Héctor Tamanini, profesor en Prácticas de Dirección del IAE y referente del grupo Techint, la adquisición de conocimiento real se trabaja de manera diferente. “Tenemos que aprovechar las ideas y experiencias de estar en el lugar donde se genera el saber”, advirtió. Desde su perspectiva, todas las áreas ofrecen posibilidades de desarrollo para los jóvenes. “No hay una específica para ello. La clave es que logren hacer lo que les gusta”, indicó.





Nuevos paradigmas sustentables

Frente a los nuevos paradigmas de sustentabilidad y licencia social, Sandra Martínez, gerente corporativa de Asuntos Ambientales de Pluspetrol, se concentró en reducir la huella ambiental de sus actividades. “También aprovechamos la mayor participación de las compañías en las cámaras industriales locales, lo cual generó mejores prácticas y avances normativos; aún nos falta ver cómo lo comunicamos”, reconoció.

La nueva generación, destacó, ha crecido hablando de medio ambiente y sostenibilidad. “El desafío es seguir mirando todos estos temas día a día”, apuntó.

De acuerdo con Pablo Martelotta, jefe de Desarrollo Social de Tecpetrol, otro eje de interés tiene que ver con la planificación y el ordenamiento del territorio donde se despliegan las operaciones. “Vaca Muerta, por ejemplo, constituye un enorme desafío en cuanto a las demandas y los reclamos territoriales. Es menester explicar mejor lo que estamos haciendo y lo que queremos hacer”, aseveró.

La utilización racional de recursos también tuvo su espacio en JOG3. Al decir de Andrea Heins, subsecretaria de Ahorro y Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minería, esto no solo posee una connotación ambiental, sino que también tiene una creciente incidencia económica. “Asimismo, la eficiencia aporta a la creación de empleo

y a la seguridad energética”, agregó. Para la funcionaria, los jóvenes tienen la obligación de demandar a las empresas y a los gobiernos un mayor nivel de sustentabilidad. “Y los profesionales deben incorporar esto como un plus”, completó.

Los más de 320 jóvenes que se nuclearon en la jornada pudieron además apreciar los resultados de una novedosa encuesta realizada entre el mismo rango etario (hasta 35 años) acerca de la realidad de la industria. ■



IBCTM

International Bonded Couriers

**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



Panel de Sustentabilidad: “La contribución de la industria del O&G a la agenda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible”

El foro realizado durante la AOG 2017 sobre sustentabilidad profundizó acerca de la relación entre la industria, la energía, la comunidad y las necesidades de las personas.

En el marco de AOG 2017 se realizó un Panel de Sustentabilidad llamado: “La contribución de la industria del O&G a la agenda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)”.

En el encuentro, a cargo de reconocidos especialistas, se reflexionó sobre las prácticas del sector y los aportes que realiza a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), impulsados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) hace dos años, en cuanto a temas ambientales, la lucha contra la corrupción y la pobreza de cara a la “Agenda 2030”, donde también se enmarcan las metas del Acuerdo de París firmado en 2015.



genia Di Paola, Coordinadora del Programa de Ambiente y Desarrollo Sostenible del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

El moderador del panel fue Sebastián Bigorito, director ejecutivo del Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS).

Di Pietro explicó el rol del sector público y cómo está organizado desde el Gobierno, donde participan todos los ministerios y 26 Secretarías nacionales. El directivo señaló: “Nuestra tarea es realizar una propuesta desde el Estado que no está enfocada en una gestión determinada en lo inmediato, porque las metas que nos proponemos son a largo plazo”. Y agregó: “la agenda que tenemos apunta a la eliminación de la pobreza en el marco del crecimiento económico y el desarrollo social promoviendo los temas ambientales”.

Disertaron Luis Di Pietro, miembro del Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (CNCPS) en representación del sector público; Gabriela Roselló, Presidenta del Comité de Sustentabilidad de la Unión Internacional de Gas (IGU, por sus siglas en inglés), y María Eu-





Además, expresó que “los temas son transversales porque los ODS son derechos y deberes de los individuos de la sociedad y observamos que cada indicador de los ministerios esté dentro de esta agenda”.

Di Pietro contó que se elaboraron 90 metas nacionales con 220 indicadores y que este año se inició el monitoreo en el nivel nacional de estos temas. Respecto de la relación de los indicadores y el sector de Oil & Gas, el especialista resaltó que “los más importantes pueden ser las mejoras en la eficiencia energética, el aumento del porcentaje de la energía renovable en el consumo final total del país y la intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PBI, entre otros”.

Por su parte, Gabriela Roselló, Presidenta del Comité de Sustentabilidad de la Unión Internacional de Gas, destacó que “el desarrollo de la energía tiene que ser cuidado social y ambientalmente junto con la sustentabilidad de la industria”. Resaltó que sería importante que “el sector



privado y los gobiernos incorporen la agenda del IGU, que en el trienio 2015-2018 se puso como objetivos expandir los mercados globales, profundizar el acceso a la energía y la ampliación de las redes energéticas”.

En relación con la licencia social, Roselló indicó que “es clave profundizar de qué manera la industria se involucra en temas, como la seguridad, la sustentabilidad, el medio ambiente y la eficiencia energética”. Por último, Di Paola, del PNUD, expresó que “los retos de la Agenda 2030 y los ODS son enormes”. “Asumir la responsabilidad y tomar esta agenda implica un cambio en el sector de Oil & Gas, pero también en todos los sectores de la economía”, advirtió, y añadió que “la eficiencia energética es importante, pero nos tenemos que preparar para una mayor demanda de energía en el mundo”.

También detalló que “la Argentina es parte del Acuerdo de París de 2015 y se comprometió a disminuir un 18% de los gases de efecto invernadero sin financiación, es decir, como una meta incondicional, y un 37% con financiación”. “Además, se debe realizar una evaluación de estos objetivos cada dos años”, agregó.

En el panel, ante una numerosa convocatoria, también se recordó que en septiembre de 1999, hace 18 años, Kofi Annan, secretario general de la ONU entre 1997 y 2006, convocó al sector privado a sumarse a la agenda del desarrollo sustentable en la habitual reunión anual de la organización que se realiza en Nueva York, Estados Unidos. ■

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



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

Congresos y Jornadas

Los que se fueron

La OTC Brasil reunió a profesionales de la región

En octubre último, la OTC Brasil reunió en Río de Janeiro a profesionales y estudiantes del sector de petróleo y gas de la industria. El potencial energético, los cambios del marco legislativo, las asociaciones y las nuevas tecnologías fueron algunos de los aspectos más destacados de cuarta edición de este evento.

Organizado por la Conferencia de Tecnología Offshore (OTC) y el Instituto Brasileño de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (IBP), el evento convocó a más de 8500



profesionales que representan a las compañías operadoras, de servicio y cadena de valor. Fue notorio el optimismo que los ejecutivos y los profesionales del petróleo y el gas de todo el mundo tienen para el rebote de la industria.

Los principales ejecutivos de las empresas y las autoridades de aplicación asistieron a las conferencias realizadas en el centro de convenciones Riocentro, entre ellos Solange Guedes, Directora Ejecutiva de E & P de Petrobras; Wael Sawan, Vicepresidente Ejecutivo de Royal Dutch Shell Deepwater; Bernard Looney, Director Ejecutivo de BP Upstream; Michael Hourcard, CEO de Total E & P Americas; Anders Opedal, Vicepresidente Ejecutivo de Statoil y Presidente de Statoil Brasil; y Thore Kristianssen, Galp E & P COO. Se les unió Fernando Coelho Filho, Minis-

tro de Minas y Energía de Brasil, quien hizo hincapié en los esfuerzos para que Brasil vuelva al camino del éxito. “Todavía hay muchas cosas por hacer, y tener eventos de la industria como OTC Brasil muestra que estamos en el camino correcto”, expresó. El optimismo para el Pre-salt también se destacó durante OTC Brasil. Según Joelson Mendes, Director Ejecutivo de Petrobras, “los depósitos de Pre-salt superaron las expectativas”.

El evento fue una oportunidad para que los altos ejecutivos de las compañías de petróleo y gas más grandes del mundo establecieran redes y avanzaran en el desarrollo de nuevos negocios y asociaciones estratégicas. La exposición internacional contó con más de 120 expositores provenientes de 20 países.

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 1000 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 las oportunidades más actuales y estratégicas de la industria.

“Hay una necesidad crítica de que los participantes en la industria y los responsables de la formulación de políticas colaboren para hacer avanzar el papel del gas natural en la combinación energética mundial. Como la voz global del gas, la IGU busca mejorar la calidad de vida mediante el avance del gas como contribuyente clave para un futuro energético sostenible”, comentó Jay Copan, Director Ejecutivo de WGC 2018.

WGC 2018 se celebrará conjuntamente con el centenario de la fundación de AGA. Se esperan 12.000 asistentes, 500 oradores y 350 compañías expositoras de 100 países.

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

5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

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 la necesidad cada vez mayor de ser eficientes y sustentables energéticamente.

Perspectivas de calidad

Algunos temas que se tratarán son 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 y 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

CONEXPLO



Del 5 al 9 de noviembre de 2018 el IAPG realizará el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG que se realizará 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 se agregan las mesas redondas, las charlas especiales, las jornadas de Geotecnología, los cursos, los viajes de campo y la exposición comercial. Además, este año, por primera vez, se 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 compañías del rubro específico, como las compañías servicios generales.

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

Más información: www.iapg.org.ar ■

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Marcelo Mindlin fue elegido el CEO del año

Marcelo Mindlin, Presidente de Pampa Energía, recibió el premio al CEO del año, que entregan la consultora PwC Argentina junto al diario *El Cronista Comercial* y la revista *Apertura*. La elección surgió del voto de 317 empresarios y periodistas especializados.

También fueron distinguidos Federico Procaccini, de Google Argentina, con el premio al CEO innovador, y Federico Braun, de supermercados La Anónima, con el premio al CEO de mayor trayectoria.

Marcelo Mindlin agradeció así la tarea de su equipo y colaboradores: “Estoy aquí recibiendo este premio con el absoluto convencimiento de que no existe un reconocimiento personal, sino a un grupo de profesionales, amigos y compañeros que conforman un verdadero equipo. Desde hace 30 años estamos juntos poniendo lo mejor de cada uno, generado un compromiso, una cultura y una forma de hacer las cosas. Más allá de las centrales eléctricas, las líneas de alta tensión, las refinerías, los gasoductos y los pozos de gas y petróleo, créanme que la gente y la Cultura Pampa son el principal activo que tenemos como grupo empresario nacional”.



En abril de 2017 Marcelo Mindlin fue distinguido por la consultora Ernst & Young Argentina como el “Empresario del Año”.

Aceptan el plan de inversión de ExxonMobil para Los Toldos I Sur

ExxonMobil anunció que el gobierno de la provincia de Neuquén aprobó el plan de inversión para el desarrollo de una concesión de explotación no convencional a 35 años en el bloque Los Toldos I Sur. El proyecto implica una inversión inicial de alrededor de USD200 millones para llevar a producción el yacimiento en grupos de hasta siete pozos, junto con la construcción de instalaciones de producción y la infraestructura de evacuación.



“Somos muy optimistas con respecto a este recurso y la aprobación por parte del gobierno provincial nos permite hacer el trabajo necesario para continuar expandiendo nuestras operaciones”, dijo Sara Ortwein, presidenta de XTO Energy de ExxonMobil. “Esperamos continuar trabajando con el gobierno para seguir desarrollando los recursos energéticos del país”.

ExxonMobil, junto con sus socios Gas y Petróleo del Neuquén y Americas Petrogas Argentina S.A. (APASA), está buscando oportunidades para desarrollar más este bloque y llevar los pozos a producción.

El proyecto incluirá el desarrollo escalonado de aproximadamente 300 pozos horizontales de hasta 3000 m de longitud en caso de ser exitoso. El bloque podría alcanzar una producción estimada de once millones de metros cúbicos por día de gas cuando esté en plena producción.

Los Toldos I Sur se encuentran a 85 km al noroeste de Añelo y a 175 km de la ciudad de Neuquén. ExxonMobil Exploration Argentina (EMEA) es el operador y tiene el 80% de participación en una unión que incluye a Gas y Petróleo de Neuquén (GyP) con el 10% y a APASA (Tecpetrol) con el 10% restante.

El anuncio se da en el marco de la firma del acuerdo correspondiente al plan de inversión que en el día



de la fecha realizaron el Gobernador de la Provincia, Omar Gutiérrez y, el Gerente General de EMEA, Daniel de Nigris.

El acontecimiento tuvo lugar luego de que ejecutivos de XTO Energy y De Nigris les presentaron el proyecto al Gobernador Gutiérrez y al Subsecretario de Energía e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, Gabriel López. A la reunión también asistió Alberto Saggese, Presidente de GYP, socio en el bloque.

Hasta la fecha, la inversión de ExxonMobil en exploración y desarrollo temprano de sus operaciones en Vaca Muerta ha superado los USD500 millones desde que comenzó con las actividades en el área.

“ExxonMobil lleva más de 100 años en la Argentina y es un jugador activo en la cuenca del Neuquén desde 2010”, dijo Daniel de Nigris, gerente general de EMEA. “Estamos analizando activamente oportunidades adicionales para acelerar la producción de gas en otros bloques, y esperamos seguir realizando el trabajo necesario para expandir las operaciones”, concluyó.

Nuevos paquetes de compresión de Galileo en Cerro Dragón

Galileo Technologies puso en marcha cinco nuevos paquetes de compresión Microskid Process MX 200® al servicio de Pan American Energy (PAE) en Cerro Dragón, provincia de Chubut, Argentina.

Las unidades despachadas desde la planta, que Galileo Technologies posee en la provincia de Buenos Aires, sumarán 188 HP por boca de pozo. Su objetivo será el incremento de los niveles de producción de gas natural en áreas maduras.

Con ingeniería a medida, cada paquete de compresión cuenta con un sistema integrado de separación de líquidos que permite la reinyección de los mismos a las líneas de descarga o de descarga local.

Cerro Dragón es un gigante de 3000 km² recostado sobre las costas del Golfo de San Jorge, desde cuyas entrañas surge el 17% del petróleo crudo a nivel argentino. A su vez, es el cuarto productor de gas convencional del país y, en virtud de ello, PAE concentra allí un tercio de sus reservas gasíferas.

“Esta nueva operación reafirma la confianza de uno de nuestros mayores clientes y nos permitirá alcanzar una capacidad de compresión de 30.000 HP totales”, señaló Luis Bellina, Gerente Regional de Ventas de Galileo Technologies para el segmento de Oil-and-Gas.

Hasta la fecha, Galileo Technologies ha fabricado e instalado 135 paquetes compresores en las principales áreas gasíferas del país. Con más del 80% de componentes nacionales, cada unidad registra una disponibilidad operativa que supera el 99%.



YPF inaugurará más de 200 estaciones de servicio

YPF presentó su plan estratégico para los próximos cinco años (2018-2022), que prevé una inversión de más de USD30.000 millones, lo que la ratifica como la empresa que más invierte en nuestro país. YPF aportará USD21.500 millones de manera directa y, el resto, lo sumará a través de asociaciones y de sus empresas participadas.

El objetivo de este plan es transformar las operaciones y la cultura de la empresa para lograr un crecimiento sustentable que permita acceder a los habitantes de la Argentina a más energía y a mejores servicios.

La producción de hidrocarburos crecerá a un ritmo del 5% anual, alcanzando los 700.000 barriles equivalentes de petróleo diarios en 2022. Con foco en la mejora en los costos y la excelencia operacional, el convencional será la base de la producción de la empresa con el desarrollo de más de 29 proyectos y la perforación de más de 1600 pozos.

El liderazgo que YPF tiene hoy en el no convencional se mantendrá como eje estratégico. La producción estimada en no convencionales crecerá un 150% y la mitad de la producción de hidrocarburos de la empresa en 2022 provendrá del *shale* y el *tight*.



YPF pondrá también el foco en la exploración con el objetivo en ampliar las reservas en un 50%.

Otra de las metas de YPF es liderar la transformación energética en el país: para eso sumará nuevas fuentes de energía a su matriz. Se convertirá en uno de los líderes en la producción de energía eléctrica con una proyección de inversiones de más de 2.000 millones de dólares. YPF duplicará su potencia instalada de 1.300 MW a través de proyectos de energías renovables y térmicos en este período.

YPF mantendrá la posición de liderazgo que hoy tiene en la comercialización de combustibles con la inauguración de más de 200 estaciones de servicio. Para 2022, el 70% de los combustibles que comercialice YPF serán de bajo contenido de azufre, según los más altos estándares internacionales.

También trabajará para mejorar la experiencia de sus clientes, buscará la asociación con líderes tecnológicos y sumará tecnología e innovación en cada uno de sus productos y servicios.

Uno de los ejes centrales del plan será asegurar la excelencia operacional y el cuidado del ambiente, áreas en las que invertirá más de USD3300 millones.

Este plan a cinco años tiene como principal objetivo que crezca el valor de la compañía para sus accionistas y para los argentinos. En ese marco, se mantendrá una sólida estructura financiera, con una relación entre deuda y Ebitda de 1.5x a 2.0x, que le permitirá darle sustentabilidad al crecimiento.

Este plan estratégico llevará a la empresa a una nueva fase de crecimiento y transformación. YPF será la empresa líder de energía integral de la Argentina.

Schneider Electric participará en el IWA Agua y Desarrollo

Schneider Electric, líder en transformación digital de la energía y la automatización, anunció su participación en el IWA Agua y Desarrollo – Congreso y Exposición 2017 que se realizará del 13 al 16 de noviembre, en Buenos Aires.

Durante el evento se presentará una “demo” de una planta potabilizadora de agua a escala. Además la empresa participará brindando charlas de la nueva solución de EcoStruxure for Water dentro del cronograma de conferencias.

El evento se desarrollará en el edificio de AySA Planta San Martín, ubicado en Av. de los Ombúes 209, Buenos Aires. La compañía brindará una charla sobre “Smart Water IoT & Digital Transformation”, que está pautada para el miércoles 15 de noviembre a las 13.30 hs en la Sala 4.

La conferencia revisará cómo la demanda mundial de un suministro de agua pura y confiable está creciendo y de qué forma la innovación en todos los niveles de Schneider Electric ayudará a enfrentar este desafío. Además, se detendrá en cómo la digitalización y el IoT desempeñarán un papel clave para hacer más con menos y lograr mayor eficiencia. Adicionalmente, expondrá cómo la conectividad, la movilidad, la nube y las tecnologías analíticas son los principales factores para la próxima industria de agua inteligente.



“Estamos muy entusiasmados y honrados de que Schneider Electric sea parte de la propuesta de este año”, comentó Pablo Gaggiolo, VP Industry & Services de Schneider Electric. “El evento convoca a asistentes muy calificados y nos permite mostrar el tremendo potencial que Schneider Electric tiene preparado para el futuro”, concluyó.

Asimismo, en el sector de exposición, Schneider Electric exhibirá una demo de una planta potabilizadora de agua a escala y dará charlas de la nueva solución de EcoStruxure for Water.

Esta edición, organizada por la Asociación Internacional IWA (International Water Association) y su socio principal en Buenos Aires, el Ministerio del Interior de Obras Públicas y Vivienda de la República Argen-

tina; a través de AySA y el Banco Interamericano de Desarrollo, estudiará el agua como uno de los problemas más críticos que enfrenta el mundo de hoy, con las economías en desarrollo y emergentes que afrontan algunos de los más grandes desafíos y en representación de algunas de las mayores oportunidades para obtener nuestro futuro derecho al agua. El Water Development Congress & Exhibition ofrece una oportunidad única para conocer las soluciones técnicas y de servicio entre profesionales del agua de más de 80 países.

En el evento se espera recibir a los delegados del Congreso, a todos los profesionales del agua que forman parte del ciclo del agua. Además, la exposición atraerá visitantes locales, regionales e internacionales. El organizador espera contar con más de 2000 participantes del sector.

Wärtsilä optimiza una central eléctrica en Jujuy



El grupo tecnológico Wärtsilä firmó un acuerdo de Asesoramiento en Operación y Mantenimiento (OA&M, por sus siglas en inglés) por diez años con la empresa Sullair Argentina S.A. para la central eléctrica de Caimancito, con el fin de mejorar la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. La solución de OA&M se basa en la gestión de riesgos, el uso de herramientas de mantenimiento predictivo y la planificación.

El extenso acuerdo, firmado en junio de 2017, cubre los servicios digitales de Wärtsilä, que mejoran la confiabilidad de la central eléctrica. Los expertos de Wärtsilä brindan asesoría y recomendaciones *in situ* basadas en datos operativos en tiempo real, optimizando también la eficiencia de la instalación de forma continua. El acuerdo incluye adicionalmente el mantenimiento programado y no programado, la provisión de repuestos y el soporte integral de logística.

La planta de Caimancito, ubicada en la provincia de Jujuy, en el noroeste de la Argentina, está equipada con cinco motores de gas Wärtsilä 18V50SG-A. La operación de la planta de alta eficiencia de 92 MW comenzó en junio de 2017, proporcionando energía necesaria para el mercado argentino en virtud de un compromiso de compra de energía (PPA) entre Sullair Argentina S.A. y CAMMESA, la compañía que administra el mercado de energía. La electricidad producida por la planta equivale al consumo anual de aproximadamente 120.000 hogares argentinos.

Solución a medida con enfoque en la planificación de mantenimiento predictivo

Sullair Argentina, con sede en Buenos Aires, fabrica, distribuye y arrienda equipos para los sectores industrial, de servicios, petróleo y gas, minería, construcción y generación de energía. La compañía también se dedica a la generación de energía para los mercados de América del Sur. Además de Argentina, tiene operaciones en Brasil. El nuevo acuerdo de OA&M entre Sullair y Wärtsilä marca el comienzo de una asociación de servicio a largo plazo entre las dos compañías.

EATON participó en IT Resellers 100

Eaton Argentina, empresa especializada en administración de energía, estuvo presente en IT Resellers 100, el evento más importante del canal tecnológico local. El encuentro tuvo lugar en el Hotel Intercontinental de Mendoza en octubre.

Al terminar el evento, Demián Serafino, IT Channel Manager South Cone de Eaton junto con Darío Machado y Diego Huguet, del equipo de FREE, visitaron canales y distribuidores.

“Para Eaton es muy importante el desarrollo de los canales del interior, en quienes estamos focalizando nuestras acciones, sumando a los mayoristas para consolidar propuestas concretas para estos canales”, explicó Demián Serafino.

Algunos de los beneficios que ofrece Eaton a sus canales son propuestas de bonificación de flete, programas de puntos diferenciales y financiación especial. “Estas acciones no son aisladas, sino que son parte del programa de desarrollo de canales para 2018, año en el que esperamos aumentar nuestra presencia otorgando mayor valor agregado”, finalizó Serafino.



Nueva planta de energía de Wärtsilä en Curazao

El grupo tecnológico Wärtsilä se adjudicó el contrato para suministrar una planta de energía de 39 MW a Aqualectra, la empresa de servicios públicos de Curazao.

El proyecto llave en mano proporcionará una capacidad de generación adicional muy necesaria y le proporcionará a Aqualectra la capacidad de arranque rápido y la flexibilidad necesaria para agregar más capaci-



dad de energía eólica al sistema de la isla. La compañía ya cuenta con más de 46 MW de capacidad instalada de generación de energía eólica y planea agregar más generación de energía renovable en el futuro cercano. El pedido con Wärtsilä fue reservado en octubre.

La nueva planta operará en cuatro motores Wärtsilä 34DF de doble combustible que funcionan inicialmente con fuelóleo pesado (HFO), pero cambiarán a combustible de gas natural licuado (GNL) en una fecha posterior. La solución Wärtsilä agregará la fiabilidad necesaria a la red y, cuando se ejecuta con GNL, reducirá notablemente el impacto ambiental de la utilidad. La planta estará equipada con capacidad de monitoreo continuo de emisiones.

“La realidad es que necesitamos más capacidad de generación para satisfacer nuestra creciente demanda de energía. Y dado el enfoque que hemos puesto en aumentar nuestra capacidad renovable, somos conscientes del hecho de que la producción de energía eólica y solar son inevitablemente intermitentes. De ahí nuestro requerimiento de una planta que pueda comenzar rápidamente y aumentar su producción en cuestión de minutos. La flexibilidad proporcionada por los motores Wärtsilä permitirá el equilibrio necesario, y es justo lo que necesitamos”, explicó el Darick Jonis, actual Director Ejecutivo de Aquallectra.

“Aquallectra ha sido cliente nuestro durante más de 20 años y tiene dos centrales eléctricas de Wärtsilä que ya operan con una potencia combinada de 96 MW. Naturalmente, nos sentimos honrados de haber sido seleccionados de nuevo para satisfacer sus necesidades con este Smart Power Unidad generadora”, comentó Rodney George, Vicepresidente Caribe de Wärtsilä Energy Solutions.

El equipo Wärtsilä está programado para entregarse a mediados de 2018, y se espera que la planta esté en pleno funcionamiento en noviembre de ese año.

Héroes conectados en medio del caos

Motorola Solutions acompaña la misión de los rescatistas en los recientes desastres naturales.

En medio de un desastre natural, como un terremoto, huracán o cualquier otro evento de gran magnitud, los segundos pueden hacer la diferencia entre salvar vidas o no hacerlo. Es justo ahí donde la tecnología en comunicaciones cumple un papel fundamental.

Cuando se trata de mantener la seguridad pública, el gobierno y los organismos de emergencias conectados durante un desastre, las soluciones de radiocomunicaciones de misión crítica con estándares abiertos ASTRO P25 y TETRA, funcionan cuando nada funciona, justamente porque han sido diseñadas para eso.

La mayoría de los gobiernos en América Latina y el mundo, y sus fuerzas de seguridad pública y emergencias –Policía, Ejército, Bomberos, Fuerza Civil, Cruz Roja, entre otros– confían en las soluciones de misión crítica de Motorola Solutions. Nuestros radios son su herramienta de comunicación por excelencia y de ellos dependen los principales sistemas de comunicación para emergencias antes, durante y después de un desastre, convirtiéndose así en un recurso vital, ya que aseguran la comunicación de las personas que están en labores de rescate, ayuda humanitaria y seguridad. De esta manera se hace la diferencia para minimizar el impacto negativo de un desastre natural.

Así quedó comprobado en el terremoto de Ecuador de 2016, donde se rescataron más de 100 personas con vida de los escombros, gracias a la oportuna sinergia entre los Organismos de Rescate nacionales e internacionales, Policía Nacional y demás fuerzas de atención. Todos comunicados con la Red troncalizada con tecnología de Motorola Solutions, que funcionó cuando los demás sistemas de comunicación convencionales no respondían y permitió que todas las agencias pudieran hacer sus labores de rescate, o se trata de tecnología aplicada a la comunicación tradicional entre los ciudadanos, tecnología de misión crítica, especialmente diseñada para que aquellos que tienen el rol de proteger y cuidar a la comunidad, como la Policía, los Bomberos, Defensa Civil, la Cruz Roja y demás fuerzas de respuesta, puedan comunicarse en los momentos más críticos y enfocarse en su misión.

Las soluciones de radiocomunicaciones de misión crítica de Motorola Solutions con estándares abiertos internacionales ASTRO P25 y TETRA funcionan cuando nada más funciona, porque han sido diseñadas para eso. El sistema de radiocomunicaciones es la columna vertebral para que las comunicaciones en momentos de emergencia se den y que las labores de respuesta sean más eficientes porque brindan, además de disponibilidad, interoperabilidad, facilitando la integración de las comunicaciones entre las distintas fuerzas que trabajan en la atención de la emergencia.

En medio del caos vivido alrededor de los recientes eventos naturales, más de dos millones de oficiales de la Policía, el Ejército, los Bomberos, la Cruz Roja y demás organismos de emergencias –también ciudadanos con familias y bienes–, dejaron lo que más querían para ponerse en la línea de la emergencia.

Enfocados en su labor, conscientes que en esos momentos cuenta cada segundo, ratificaron su heroísmo pasando noches en vela y días enteros sin descanso para rescatar el mayor número posible de personas vivas. Estos héroes fueron probados en su misión y, junto a ellos, Motorola Solutions también se ponía a prueba.

Asimismo, Motorola Solutions ha estado trabajando estrechamente con las comunidades afectadas por los huracanes Harvey, Irma y María en los Estados Unidos y Puerto Rico y varias Islas del Caribe, así como en el terre-

moto en México. Tan solo en Puerto Rico, más de 1000 de nuestros radios fueron donados a la Autoridad Eléctrica de Puerto Rico (PREPA), Agencia Estatal para el Manejo de Emergencias, 6 municipalidades, Policía de Puerto Rico, Tren Urbano –entre otras instituciones clave–. Mientras en México, Motorola Solutions donó radios a la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), Secretaría de Marina (SEMAR), Centro de Control, Comando, Comunicación, Cómputo y Calidad del Estado de México (C5) y Coordinación Nacional de Protección Civil, para contribuir a que la comunicación se diera sin interrupciones.

Esto, además del apoyo del brazo filantrópico de la compañía, Motorola Solutions Foundation, quien apoyó financieramente a la Cruz Roja Americana para cubrir necesidades humanitarias y de rescate en los desastres naturales que han impactado al mundo y a nuestra región en los últimos meses.

Avances de Pampa Energía en el Parque Eólico Corti

El intendente de Bahía Blanca, Héctor Gay, supervisó el operativo de descenso de los componentes de 15 aerogeneradores marca Vestas, que Pampa Energía instalará en el parque eólico Corti, ubicado a 20 km de esta ciudad, en el marco del programa RenovAr.

El proyecto demandará una inversión de alrededor de U\$S 150 millones, y consiste en la instalación de un total de 29 aerogeneradores que generarán 100MW de energía renovable.

Las tareas de transporte de estas grandes piezas de los aerogeneradores se iniciarán en los próximos días desde el muelle multipropósito del Puerto de Ingeniero White por la Avenida 18 de Julio hasta el cruce con la Ruta Nacional 3 Sur. Luego continuará por Sesquicentenario, para abordar la Ruta Provincial 51 donde se encuentra el Parque Eólico Corti. Esta ruta ya ha sido utilizada y aprobada anteriormente por Vialidad Nacional para el transporte de cargas sobredimensionadas. Esta etapa pudo resolverse rápidamente gracias al trabajo y la excelente predisposición y la competencia de las autoridades nacionales de la Aduana y del puerto local.

Héctor Gay expresó: “estamos apostando a la energía renovable y también a que la ciudad sea el epicentro de lo que significa esta etapa. Es el comienzo de un nuevo paradigma para la ciudad y el país. Este es un primer planteo que se encuentra muy avanzado, con el Parque Eólico Corti al que seguramente se sumará nuevos proyectos y mayores inversiones de este tipo”.



Al destacar la importancia logística de la terminal portuaria, Gay sostuvo que “de los 600 molinos que ingresarán al país, 300 lo harán por el puerto de aguas profundas de Bahía Blanca”.

Las turbinas de los aeronavegadores aprovecharán el recurso eólico presente en el emplazamiento, generando energía limpia para inyectar en el Sistema Interconectado Nacional. Cada aerogenerador está compuesto por cuatro tramos de torre, una nacelle y tres palas, que al alcanzar un diámetro total de 126 m, impulsarán a la turbina. Para la instalación de estos 15 aerogeneradores ya están listas las fundaciones y las plataformas correspondientes, las restantes se terminarán antes de la llegada de equipos al sitio.

Los generadores eléctricos acoplados al eje de la turbina, a 87 m de altura, generarán la energía eléctrica en 33KV. Se han conformado distintos circuitos colectores internos que se conectan a dos transformadores de 132KV, y así la energía producida se entregará en la subestación eléctrica Bahía Blanca, propiedad de TRANSBA, ubicada al otro lado de la Ruta Provincial 51, frente al parque eólico Corti.

Edelflex alcanza la certificación ISO 9001:2015

Edelflex alcanza la certificación ISO 9001:2015 tras finalizar con éxito una nueva auditoría por parte de la empresa TÜV Rheinland.

La auditora alemana otorgó a Edelflex S.A. la certificación de la norma ISO 9001:2015 luego de ratificar que los procedimientos internos se adecúan de forma satisfactoria a los nuevos lineamientos que plantea la más reciente versión de la norma.

Este otorgamiento, que precede a las certificaciones de la norma ISO 9001 obtenidas desde 2007, es el resultado del esfuerzo y la responsabilidad de todos los integrantes de la empresa, quienes están comprometidos con la mejora continua. Este modelo de gestión por procesos, enfocado en el compromiso con los *stakeholders*, ha posicionado a Edelflex como un referente en materia de soluciones, ingeniería e innovación tecnológica para equipos de proceso.

“La mejora continua está en nuestro ADN y es imprescindible para estar a la altura de lo que el mercado demanda, para seguir creciendo y para proyectar a largo plazo, sobre todo cuando apostamos a la innovación y excelencia. Felicitaciones a todo el personal de Edelflex, que de manera muy comprometida y trabajando en equipo, me ayuda a llevar adelante este proceso. También a nuestros clientes que nos exigen y a nuestros proveedores que nos acompañan”. Aseguró Miguel Harutiunian, Presidente de Edelflex. ■



NOVEDADES DEL IAPG



Seccional Sur: 18 años de la Escuela de Conducción Defensiva

La escuela de Conducción Defensiva, llevada adelante por la Seccional Sur del IAPG, cumplió 18 años con dos acontecimientos significativos: por un lado, se superaron las 100.000 personas que se han capacitado; y por otro lado, volvió a recibir la recertificación de la norma de manos nada menos que del IRAM.

En efecto, el 1 de noviembre de 1999, ante la crisis en seguridad vial del país y los altos índices de accidentes en la Cuenca del Golfo San Jorge, surge la Escuela de Conducción Defensiva a través de un convenio entre el IAPG Seccional Sur y la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB).



Su fin fue brindarle a la industria de los hidrocarburos un servicio en seguridad y educación vial de alto nivel, pero su éxito fue tan importante que la ECD ya es materia obligada de capacitación para los profesionales que las empresas emplean en toda la zona, quienes atraviesan día tras día las difíciles rutas locales en camionetas laborales o en sus automóviles particulares.

“La mayoría de las personas que se capacitaron pertenece a la industria del petróleo y del gas, pero ya también hay una fuerte inserción en la comunidad, porque se han extendido en varias oportunidades a escuelas, instituciones, estado y organizaciones intermedias”, asegura Conrado Bonfiglioli, Gerente de la Seccional Sur del IAPG. Y agrega, “El objetivo esencial es lograr la disminución en el número de víctimas y pérdidas materiales”.

“Esta disminución se cuenta en accidentes por millón de kilómetros recorridos sin que haya que lamentar víctimas fatales”, explica. Y según los datos que maneja la Seccional Sur, hoy puede afirmarse que el número de accidentes automovilísticos dentro de los yacimientos en el Sur del país han disminuido sustancialmente en los últimos años, en buena parte debido a los cursos obligatorios de conducción defensiva.

Certificación Iram

A la fecha, varios miles de particulares, operarios de empresas petroleras y de otras actividades de la zona se han capacitado buscando ser mejores conductores y así mantenerse alejados de los accidentes de tránsito.

Desde 1991, la ECD ha incorporado el sistema de proceso de Mejora Continua y la complejidad de los cursos ha aumentado: se agregó la teoría, la evaluación práctica y una prueba psicométrica. Además, la Escuela de Conducción Defensiva de IAPG Seccional Sur es la única en el país certificada con la norma de calidad IRAM ISO 9001 en Gestión de Calidad y los cursos son auditados en forma permanente.

Además, recibió recientemente la recertificación IRAM ISO 9001-2015 de manos de Marcelo Frydlewicz, Gerente Regional Sur del IRAM, quien señaló que se evalúa en detalle el proceso y “cómo va ingresando en Mejora Continua: es decir, tener un proceso bajo control y buscar a través del mismo una mejora”, dijo a la prensa local.

Agregó que cada doce meses la institución debe someterse a una auditoría externa independiente donde se evalúan todos los requisitos “y es de destacar que más allá de haber superado la auditoría, se trata de la única escuela en el nivel nacional de manejo defensivo con certificación y, por lo tanto, es para nosotros un placer poder ser parte de este proceso”.

Bonfiglioli se mostró orgulloso: “Es el resultado del trabajo de un gran equipo que forma parte de la Escuela de Manejo Defensivo, aseguró, nuestro valor principal es la preservación de la vida y como institución sin fines de lucro nuestro único interés es ese”.

Un desafío constante

El corpus educativo de esta enseñanza defensiva se ha realizado a través de consultas con prestigiosas instituciones nacionales e internacionales encargadas de la Seguridad y la Educación vial. El curso teórico se basa en dos grandes ejes: la ley y las técnicas de mane-





jo. Normalmente, el 95% de las personas que realiza el curso no conoce la Ley de Tránsito, aunque debiera conocerla por obligación.

Los profesores profundizan en la conducción responsable con vehículos de la empresa, pero también en incorporar el respeto férreo a las normas y a la filosofía del conductor defensivo en su vida privada y familiar, para que el conductor llegue a destino sin poner en riesgo su vida ni la de los demás.

El éxito de los cursos ayudó al crecimiento de esta educación y a que se transformara en obligatoria. En la actualidad, las personas que conduzcan en un yacimiento, deben presentar el certificado de manejo preventivo como condición *sine qua non* de empleo en la industria hidrocarbúrfica.

Acción conjunta

Para acompañar estas políticas de seguridad vial, las empresas han optado por aplicar las mismas normas dentro de los yacimientos e incluso más: existe la obligación de instalar tacógrafos en vehículos livianos, a los que la ley no obliga.

Además, en una acción conjunta, el Municipio de Comodoro Rivadavia y el IAPG han habilitado un número telefónico gratuito: para que los ciudadanos puedan denunciar a los conductores de la industria que cometan infracciones de tránsito. No solo eso, sino que colectivos, taxis y remises locales deben mostrar una oblea con el número para denuncias: "0800 222 2444 ¿Cómo manejo?". La valiosa información que se consigue con esta acción ayuda a dar cuenta de la realidad vial en la zona.

Otra medida que adoptó el municipio para reducir los índices de inseguridad es incentivar el cumplimiento de llevar las luces encendidas cuando el vehículo está en movimiento, así como el control del consumo de alcohol con el examen de alcoholemia y la prohibición de vender bebidas alcohólicas en las estaciones de servicio, entre otras.

Fallecimiento del Dr. Pedro Lella

Las autoridades del IAPG lamentaron recibir la noticia del deceso del Dr. Pedro Lella, un importante protagonista de la industria de larga trayectoria en la Exxon Corporation, que llegó a desempeñarse como Presidente de Esso SAPA. Doctor en Ciencias Económicas por la Universidad de Buenos Aires,



se recibió en 1957. Luego realizó estudios de posgrado en la Universidad de Syracuse (Nueva York) y trabajó en Exxon Corporation en 1944. Su carrera lo llevó a asumir cargos de creciente responsabilidad en la Argentina, Uruguay y los Estados Unidos. Desde 1976 hasta 1992 fue electo Presidente de Esso SAPA. Ejerció como Presidente de la Cámara de la Industria del Petróleo en dos ocasiones, como Director Suplente de la Comisión Directiva de la Cámara de Comercio de los Estados Unidos en la Argentina, ha sido Miembro del Consejo Superior de la Cámara Argentina de Anunciantes, Director de FIEL (PK) y del *Executive Committee* del Coloquio de IDEA. Hacia el final de su carrera fue representante en la Argentina de la firma Tetra Tech, la duodécima empresa más grande de los Estados Unidos entre las especializadas en ingeniería ambiental. Además fue distinguido con el Premio Konex para Ejecutivos de la Industria en 1988.

La Comisión de Producción del IAPG y el MINEM: conversación sobre reservas

La Comisión de Producción del IAPG, en el marco de sus actividades programadas, realizó recientemente en uno de sus almuerzos, una reunión con funcionarios del Ministerio de Energía y Minas para estudiar el tema: "Presentación de Reservas a la Nación".



Se trata de una presentación que realizan las empresas operadoras al 31 de diciembre de cada año, y como tema ocupa los intereses de la Comisión.

En el almuerzo participaron 20 representantes provenientes de las principales operadoras, empresas de servicio y consultoras. También se contó con la presencia de Adriana Álvarez, Patricia Bonoris y Hernán del Cogliano, por parte del MINEM.

Cursos de actualización 2018

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

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

Fecha: 29 de mayo al 1 de junio. Lugar: Buenos Aires

SISTEMA 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: 25 al 29 de junio. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

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

Fecha: 26 al 29 de junio. Lugar: Buenos Aires

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 4 al 6 de julio. Lugar: Buenos Aires

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

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

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 10 al 13 de julio. Lugar: Buenos Aires

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU

TERMINOLOGÍA. EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 11 y 18 de julio. Lugar: Buenos Aires

INGENIERIA DE RESERVORIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 16 al 20 de julio. Lugar: Buenos Aires

VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 6 y 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA IND. 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, V. Domínguez*

Fecha: 22 de agosto al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

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

Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

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

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 14 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: *Dario Miranda Rodríguez*

Fecha: septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero, 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, S. Martín*

Fecha: 4 y 5 de octubre. 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".

NOVEDADES DESDE HOUSTON



Nueva web para el IAPG Houston

El IAPG Houston estrena una web dinámica que permitirá un mejor acceso a toda la información y a sus actividades, incluso desde los teléfonos celulares.

Fundada en marzo de 2002, el IAPG Houston es una organización independiente sin fines de lucro que comparte los principios de su organización hermana, IAPG con sede en la Argentina.

Además, a través de los eventos y actividades de la institución, el IAPG Houston promueve foros que proveen una excelente oportunidad de interacción cara a cara con otros profesionales, en general representantes de las empresas más importantes que operan en el sector energético argentino.

Más información: <https://iapg-houston.org>



Su misión es proporcionar un foro para el intercambio de asuntos científicos, tecnológicos, comerciales y regulatorios relevantes relacionados con el sector energético de la Argentina y sus mercados relacionados; facilitar la comprensión del entorno empresarial del sector energético de la Argentina y fomentar programas para el desarrollo y el crecimiento de profesionales y estudiantes con experiencia.

En ese sentido se ha creado el Programa de Becas "Claudio Manzollino" destinado a profesionales argentinos que planean estudiar o están actualmente matriculados en un programa de posgrado en los Estados Unidos en Ingeniería Petrolera, Geociencias (geología y geofísica) e Ingeniería Ambiental relacionada con la industria.

Asimismo, el IAPG Houston fomenta el *mentoring* de Jóvenes Profesionales y proporciona un foro multidisciplinario específico para profesionales de hasta 35 años, enfocado en la Argentina y en sus mercados relacionados, para facilitar el desarrollo profesional adicional a través de programas educativos, redes, técnicos y comerciales.



Profesionales & consultores



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

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

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar



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

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

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

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	35	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
AESA	17	PECOM SERVICIOS ENERGIA	39
AXION ENERGY	49	PETROCONSULT	100
BAKER HUGHES A GE COMPANY	57	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
COMPAÑÍA MEGA	23	SWISS MEDICAL/ECCO	45
EDVSA	91	TACKER	67
ENSI	29	TECMACO	63
FORO IAPG	103	TECPETROL	41
FUNCIONAL	27	TEXPROIL	Retiro de contratapa
GABINO LOCKWOOD	31	TOTAL	9
GIGA	113	TUBHIER	51
HALLIBURTON ARGENTINA	15	V Y P	113
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	97	VALMEC	59
INDURA ARGENTINA	55	WINTERSHALL ENERGIA	61
INDUSTRIAS QUILMES	16	YPF	7
IPH	87	ZOXI	83
KAMET	Contratapa		
MARSHALL MOFFAT	19	Suplemento Estadístico	
MARTELLI ABOGADOS	77	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	14	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
MWH ARGENTINA	22	VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA



ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification



MULTI PORT PACKER



BALL FRAC VALVE



PLUG AND PERF SYSTEM



MULTI ZONE INJECTOR WELLS



DISSOLVABLE BRIDGE PLUG



NON CONVENCTIONAL WELLS



COMPOSITE BRIDGE PLUG



CIPOLLETTI
Headquarters
Manufacturing Plant
Engineering

G. Marconi 1800
Río Negro - Argentina
+54 (299) 479 0197

COMODORO RIVADAVIA
Operation Base

Av. del Libertador 1090
Chubut - Argentina
+54 (297) 448 7379

NEUQUÉN
Operation Base

Primeros Pobladores 2297
Nequén - Argentina
+54 (299) 479 0197 / 2302
+54 (299) 442 9703

PRESENTE EN
OIL&GAS 2017

KAMET[®]
CALZADO de SEGURIDAD

***NUESTRA ENERGÍA
PUESTA EN TU TRABAJO***



COMPRAS ONLINE //

www.kamet.com.ar

Seguinos en



YouTube



SECURITY SUPPLY S.A.
Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI)
Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina
(+5411) 4208-1697
info@kamet.com.ar