

PETROTECNIA



6 | 15

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LVI - DICIEMBRE 2015



AOG Expo 2015

y 2º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

Media sponsor de:



3º Congreso Latinoamericano y 5º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

22 al 26 de agosto de 2016



Producción y Desarrollo de Reservas
HACIA UN DESARROLLO DE SEGURIDAD ELECTRIZADA

OIL&GAS
PATAGONIA 2016

Nos importa el crecimiento de nuestro país


En PAE, estamos presentes en las cuatro principales cuencas de la Argentina. Allí desarrollamos yacimientos de petróleo y gas convencional y no convencional.

En la última década, lideramos el crecimiento de la producción de hidrocarburos y el nivel de reposición de reservas del país.

Nos importa Argentina. Por eso, hacemos.

Pan American ENERGY

Energía que evoluciona

A photograph of an oilfield at sunset. In the foreground, a large wellhead structure is silhouetted against the bright, low sun. Two workers in hard hats and dark clothing stand near the wellhead, their figures also silhouetted. In the background, another worker is visible on a distant hill. The sky is filled with soft, wispy clouds. A large, stylized graphic element consisting of overlapping green, blue, and red shapes is positioned on the left side of the image. The overall mood is industrial and serene.

www.pan-energy.com



Nuevamente llegamos al término de un año de muchísima actividad para el IAPG, en el que realizamos grandes eventos de la talla de la *Argentina Oil & Gas Energía*, la AOG 2015, la cual juntamente con el 2° Congreso de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos arrojó como resultados que la producción de petróleo imitó la de 2014 mientras que la de gas creció un 3%, es decir que se logró superar la etapa de declinación, en buena parte debido a que la producción de reservorios no convencionales creció un 28% para el petróleo y un 50% para el gas.

Otro de los grandes eventos que realizamos, además de las intensas 2° Jornadas de Simulación, fue el 4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación que hizo foco en la necesaria ampliación de la capacidad y en la calidad de combustibles, con miras a una mayor demanda y

mayores requerimientos de calidad.

Cabe destacar también que fue un año animado para la industria, ya que se enfrentó a una continua baja del precio del crudo, lo cual hace necesario buscar la oportunidad, atraer inversiones, precios más competitivos y nuevos proyectos que permitan incorporar reservas. La Argentina, dentro de este marco, cuenta con características que le permiten esperar esos resultados, como activos petroleros, perspectivas convencionales y no convencionales y excelentes profesionales.

Y hablando de la Argentina, hemos atravesado un larguísimo año electoral que todos hemos seguido atentamente y nos encontramos ahora ante las definiciones de las nuevas autoridades energéticas, quienes ya han afirmado que apuntarán a incrementar la actividad y, sobre todo, a la Eficiencia Energética que, como solemos repetir, es una fuente de energía de características gigantescas. En este punto, el Instituto no es ajeno ya que hace tres años que impartimos cursos gratuitos de Uso Racional de la Energía en escuelas primarias, con gran aceptación en todo el país y ya suman 20.000 los alumnos que han atendido estos cursos. Además, comenzamos a trabajar en un programa sobre Energía y Medio Ambiente para el nivel secundario, porque entendemos que la energía es esencial para la vida y por eso no debería estar ausente en los programas educativos.

Esperamos seguir con todos estos proyectos en 2016 y con nuevos impulsos para la industria. La Argentina es un país rico pero los países no son solo ricos por las riquezas de su territorio, sino cuando la sociedad sabe aprovecharlas con trabajo y responsabilidad. Ese es uno de nuestros objetivos y así queremos difundirlo desde *Petrotecnia*.

¡Hasta el próximo año!
Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

AOG expo 2015 y el Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10 Exitosos Argentina Oil & Gas 2015 y 2° Congreso de Perforación
Por *Ing. Daniel Casalis*, Presidente del Comité Organizador del 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos
El satisfactorio resultado de los dos mayores eventos de la industria realizados en 2015 por el IAPG.

20 Optimización de la perforación de pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado
Por *Federico Meaggia y Raúl Cuglia* (YPF SA)
Cómo se redujeron en un 20% los costos de pozos horizontales del yacimiento de Llanquanelo (Mendoza) gracias a modificaciones en el diseño de BHA, trépanos y perfilaje.

38 Combinación de técnicas de perforación con presión controlada (MPD) y Perforación con *casing* (CwD): comparativa, ventajas y desafíos operativos
Por *Juan Ignacio Hechem, Juan José Caprini y Facundo Abraham* (Weatherford International)
Un análisis de los cambios en MPD comparando los casos de pozos perforados con BHA convencional y pozos perforados con *casing*.



52 Estudio integrado para solucionar la estabilidad durante la perforación y terminación en Cañadón Amarillo (Mendoza)
Por *Raúl Alejandro Varela, Gabriel Berkovi y Francisco de Borja Latorre Lafont* (YPF S.A.)
Un tratamiento sobre los problemas de abandono de pozos por aprisionamiento y cementación durante la terminación de pozos.

68 Innovaciones en el sistema mwd/lwd de medición y perfilaje en tiempo real durante la perforación
Por *Gabino Velasco*
En el marco de lo aprendido en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, en este trabajo se resumen las últimas innovaciones técnicas de medición durante la perforación.



74 **Completación *rigless* de un pozo horizontal *monobore* de dos tuberías multifracturado: nuevas tecnologías utilizadas**

Por *Marcelo Lardapide, Marcelo Barroso y Marcelo Saravia* (Madalena Energy Argentina)

En este trabajo se describe cómo la empresa se concentró en analizar distintos diseños de pozos horizontales para mejorar la relación costo/beneficio.

Nota Técnica



82 **Ajuste de historia y pronóstico con incertidumbre, una aplicación real. Segunda parte**

Por *Ing. Gustavo Gabriel Becerra*, Petrobras Argentina S.A.

Continuación del artículo publicado en *Petrotecnia* de octubre sobre Simulación. En la primera parte se desarrollaron fundamentos teóricos y aspectos prácticos de la integración del ajuste de historia con el análisis probabilístico de los escenarios representativos; se desarrolló una metodología que permite integrar e identificar parámetros con incertidumbre críticos de origen geológico, de reservorio, económico y tecnológico. En esta segunda parte, se aplica el flujo de trabajo a un caso real, detectando los posibles modelos ajustados e identificando algunas limitaciones, ventajas y desventajas de los programas utilizados.



96 **Conversión del consumo energético de la refinería de combustóleo a gas natural: Refinería Salina Cruz, México**

Por *Ing. Carlos Iván Mancilla Pérez, Ing. Jorge A. Alfaro López, Ing. G. Israel Ramos Tapia* (Pemex Refinación); *Ing. Leopoldo Salas Silva* (Pemex Gas y Petroquímica Básica) e *Ing. Fernando Mirafuentes* (Emerson *Process Management*)

Se describe aquí un proyecto iniciado en 2012 cuando Pemex acudió a un proveedor de automatización para un involucramiento temprano en el proyecto de automatización del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, lo que permitió la reducción de costos y tiempos de ejecución. Se obtuvo un ahorro en combustible de 200 billones de dólares anuales.

Educación



108 **18.000 alumnos ya recibieron una educación para la sustentabilidad energética**

Crece el éxito del Programa del Uso Racional y Eficiente de la Energía, que enseña a los niños a cuidar la energía y pensar en el medioambiente a través de actividades teóricas y lúdicas.

Actividades



112 **Congresos y Jornadas**

2016 traerá nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

114 **Novedades de la industria**

133 **Novedades desde Houston**

124 **Novedades del IAPG**

134 **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)

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnica.com.ar

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/11369754021657413329

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, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Romina Schommer, 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 LVI N° 6, diciembre de 2015

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 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: \$ 750

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 250

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 2014-2016

CARGO

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

EMPRESA

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

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
METROGAS S.A.
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND Y CIA. S.A.
REFINERÍA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.

DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
LITORAL GAS S.A.
A- EVANGELISTA S.A. (AES A)
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)
SOCIO PERSONAL
PALMERO SAN LUIS S.A.
CESVI ARGENTINA S.A.

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Gustavo Adolfo Amaral
Dr. Perdo López Matheu
Cdr. Javier Gremes Cordero
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Jean Marc Hosanski

Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez
Lic. Natalio Battaglia
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Marcelo Nuñez
Ing. Horacio Rossignoli
Ing. Daniel Néstor Rosato

Cdr. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Abelardo A. Gallo Concha
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Dr. Matías Paz Cossio
Ing. Oscar Barban

Ing. Mario Lanza
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Cont. Hugo Alberto Caligari
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Nicolás Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sr. Diego Buranello
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Federico Tamanini
Dr. Luis Patricio Salado
Ing. Jorge M. Buciak
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda
Inga. Julieta Rocchi
Sr. Dardo Oscar Bonín
Ing. Julio Shiratori
Lic. Gustavo Oscar Peroni
Ing. Carlos Gargiulo
Sr. Diego Schabes
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Fernando Caratti
Ing. Andrés Mabres
Ing. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Rivadulla
Ing. Emiliano López
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán Flores Gómez
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

Con este suelo
nunca tendremos techo.

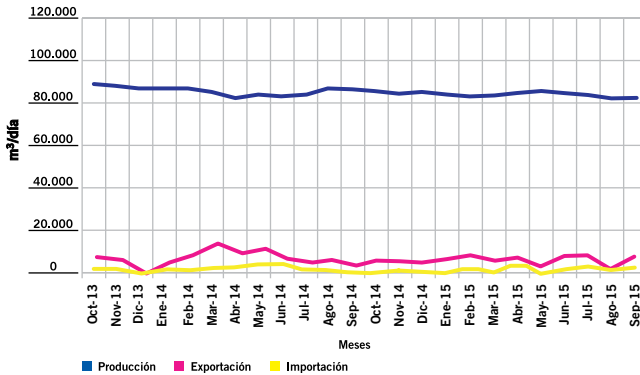


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

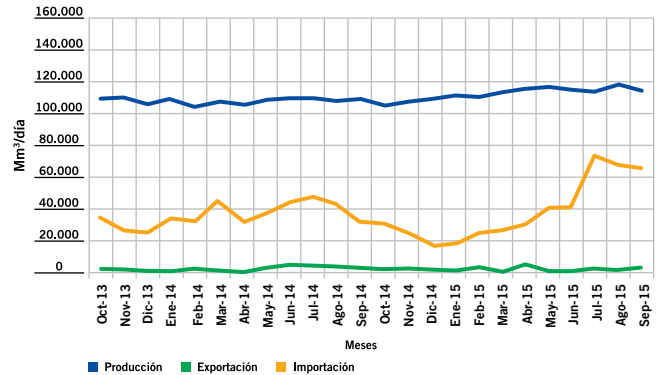


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

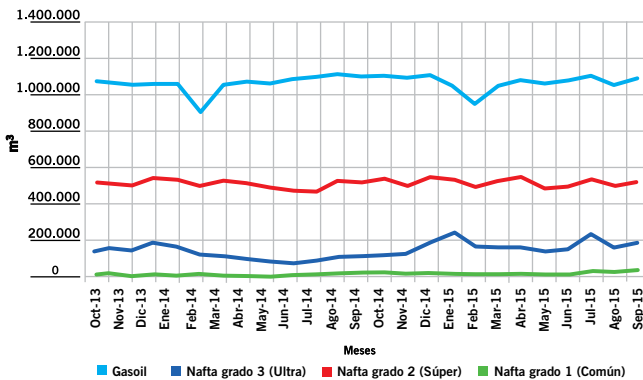
Producción de petróleo vs. importación y exportación



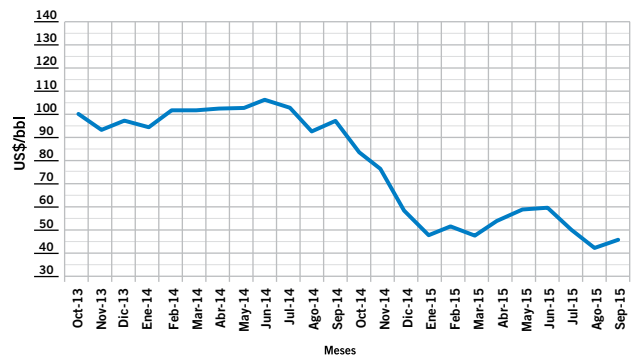
Producción de gas natural vs. importación y exportación



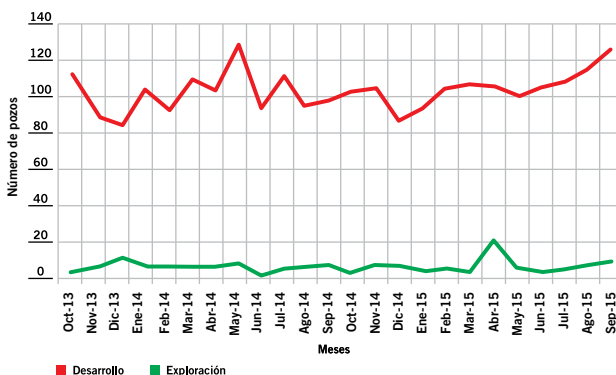
Ventas de los principales productos



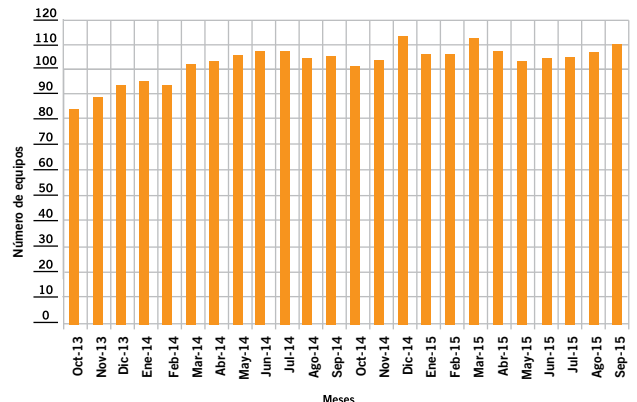
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Nuestro desafío

es llevar todos los días a más gente la energía necesaria a precios adecuados. Eso nos obliga a inventar y desarrollar soluciones que concilien las necesidades de hoy con las necesidades de mañana. Para lograrlo, el Grupo Total ha adoptado una política de Desarrollo Sostenible que apunta a optimizar el uso de las reservas, mejorar la seguridad y el medio ambiente en nuestras operaciones así como la calidad de nuestros productos, estudiar el uso de energías alternativas y ayudar a desarrollarse a las comunidades en donde operamos.

Para todo ello nuestra energía es inagotable.

www.total.com



Total Austral, más de 30 años en Argentina



Exitosos Argentina Oil & Gas 2015 y 2° Congreso de Perforación

Por **Ing. Daniel Casalis**, Presidente del Comité Organizador del 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

El satisfactorio resultado de dos de los mayores eventos de la industria realizados en 2015 por el IAPG: la tradicional exposición sobre hidrocarburos AOG2015 y el congreso sobre Perforación.



Del 5 al 8 de octubre de este año se realizó, en el marco de la Expo Argentina Oil & Gas (AOG 2015), el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas a través de su Comisión de Perforación y con el auspicio de la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

Algunos de los trabajos seleccionados en dicho congreso se exponen en este número de *Petrotecnia*.

En este evento, realizado en el predio La Rural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, participaron las principales empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina, se sumaron además 370 destacadas personalidades, expertos en temas de perforación y terminación, y profesionales del sector.

Se realizaron cinco conferencias cuyos disertantes fueron prestigiosos profesionales del petróleo y del gas, dos mesas redondas en las que se discutió el presente y el futuro de los no convencionales y el panorama exploratorio en nuestro país, a cargo de renombrados especialistas en la materia.

Durante el 2° Congreso Latinoamericano hemos desarrollado un amplio programa con el objetivo de proveer un ámbito técnico propicio para la realización de disertaciones y la presentación de trabajos relacionados con la perforación, la terminación, la reparación y el servicio de pozos tanto en pozos tradicionales, como en no convencionales.

Además se buscó generar un debate dinámico que permitiera el intercambio de información y experiencias, así como la actualización del conocimiento de aquellos profesionales involucrados con la actividad.

Los trabajos técnicos abarcaron temas, como la capacitación, el desarrollo del personal, la cementación, el control de pozo, los fluidos, la geomecánica, las innovaciones tecnológicas, la integridad, la automatización de equipos,





la terminación y el abandono de pozos, entre otros.

En el 1° Congreso Latinoamericano, que se realizó en 2012, se plantearon para la industria desafíos como los siguientes:

- Incrementar el número de equipos: pasamos de tener 73 equipos de perforación a tener 124 equipos, se incrementó así en un 60% el parque de equipos, y pasamos de tener 141 equipos de WO a 167 equipos.

MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions



MWH®

BUILDING A BETTER WORLD

mwhglobal.com

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
argentina@mwhglobal.com



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



- Aumentar la cantidad de potencia disponible para atender todas las etapas de fractura en los yacimientos no convencionales: pasamos de 230.000 HHP a 500.000 HHP.
- Se avanzó en la implementación de nuevas tecnologías que facilitó el avance de la perforación y la estimulación de los pozos tanto en *shale gas*, *shale oil* y yacimiento *tight*, como en campos maduros.

Es decir, en los últimos tres años, los avances en nuestra industria fueron muchos y la expansión muy rápida. Estos avances y desafíos están reflejados en los 45 trabajos que serán presentados durante este Congreso.



AESA



CONSTRUYENDO
JUNTOS EL FUTURO
CON ENERGÍA

INGENIERÍA
FABRICACIÓN
CONSTRUCCIÓN
SERVICIOS

aesa.com.ar

YPF – Proyecto Nueva Unidad Coque A
Refinería La Plata, Buenos Aires, Argentina



rentables, incorporar tecnología de punta y además, desarrollar Recursos Humanos cada vez más calificados. Y sobre todo, entender que sólo tendremos éxito si compartimos información y colaboramos entre todos.

Expo con resultado positivo

También la Expo tuvo buenos resultados, como explicó el Presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón: "Hoy más que nunca, quienes somos parte de esta industria y llevamos a cabo la extracción de hidrocarburos, queremos poner en común las políticas que propician el ahorro y la eficiencia energética, porque los hidrocarburos aún conforman el 86% de la matriz energética argentina". Por eso, explicó, es importante este tipo de eventos que busca reunir a quienes cambian experiencias al respecto.

De entre las conclusiones del Congreso, se puede resumir que en estos últimos años los avances en nuestra industria fueron muchos y la expansión muy rápida; se incorporaron equipos de perforación de última generación que posibilitó la perforación de varios pozos en una misma locación, se incrementaron la cantidad de HHP para la realización masiva de fracturas y la cantidad de etapas en cada pozo. Además, con la incorporación de nuevas tecnologías se alcanzaron pozos de rango extendido horizontal hasta de 2.000 m".

Con 35.000 m² de superficie, 12.500 m² de los cuales fueron netos de stands, y un promedio de 21.500 visitantes y 325 expositores provenientes de más de diez países: Argentina, Alemania, Bélgica, Canadá, China, Estados Unidos, Rusia, Turquía y Uruguay. Se generaron 634 reuniones de negocios entre empresas locales y clientes de Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Emiratos Árabes, Jamaica y México.

Pero todavía quedan muchos desafíos por superar, como alcanzar extensiones horizontales de 3.000m, llevar a cabo operaciones cada vez más eficientes que tiendan a bajar costos para que los proyectos sean cada vez más

En el marco de la Expo se realizaron cuatro charlas magistrales de importantes CEOs de empresas protagonistas en el país, a las que concurren 1.500 asistentes.



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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.





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

Base Neuquén

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

Planta Industrial

Dr. 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

Base Comodoro Rivadavia

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





a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



La Expo tuvo su propio canal de TV, el AOG Channel, con 20 horas de programación y 40 entrevistas realizadas a destacados empresarios y profesionales; y su propio periódico, el AOG Diario, del cual se distribuyeron 20.000 ejemplares durante los cuatro días.

Los jóvenes profesionales también tuvieron su espacio: se contaron 200 asistentes en las Jornadas Jóvenes Oil & Gas

(JOG); en tanto, varios de ellos guiaron a unos 250 jóvenes del último año de diferentes colegios técnicos durante la actividad llamada "La Escuela Técnica visita la AOG".

En resumen, con el optimismo que brinda una experiencia satisfactoria, López Anadón anunció que la próxima AOG se desarrollará en 2017 e invitó a todos nuevamente a ser parte de ella. ■

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



**LA SABIDURÍA EN RECURSOS
NO CONVENCIONALES NO
TIENE PRECIO.**

**Y ESTA A SU DISPOSICIÓN PARA SER CONSULTADA CUANDO
SE REÚNA CON EL EQUIPO TÉCNICO DE HALLIBURTON.**

Donde quiera que se encuentren sus yacimientos no convencionales, los equipos técnicos de Halliburton están preparados para entender sus desafíos y discutir nuestras tecnologías probadas, nuestros flujos de trabajo exclusivos y soluciones integradas.

Para conocer más, por favor visítenos en halliburton.com ▶

HALLIBURTON

Solving challenges.™

Optimización de la perforación de pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado

Por **Federico Meaggia** y **Raúl Cuglia** (YPF S.A.)

En este trabajo se muestra cómo se redujeron un 20% los costos de pozos horizontales del yacimiento de Llanquanelo (Mendoza), área protegida, gracias a modificaciones en el diseño de BHA, trépanos y perfilaje. Se trata de pozos horizontales desde locaciones *multipad*, en los cuales desde 2014 se decidió perforar de manera geométrica, cortando todos los niveles productivos. También se muestra la incorporación de tecnologías para optimizar las penetraciones y cómo se resolvió la entubación del liner de 5" en pozos con una geometría que incrementa su complejidad al comenzar el desarrollo de los pozos laterales de la locación.

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

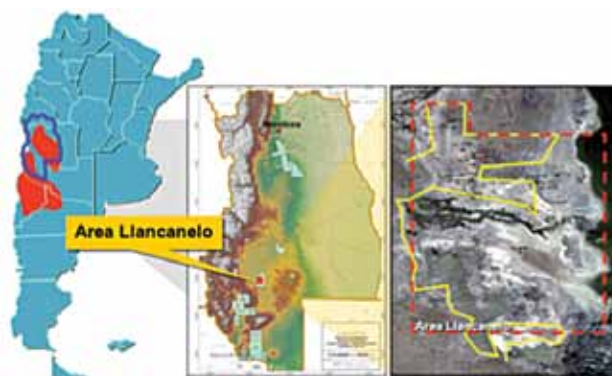


Figura 1. Ubicación geográfica del área Llanquanelo.

Las formaciones atravesadas son las siguientes:

- Terciario: Basaltos, Arenisca y Limo-Arcilitas
- Basalto Inferior: Basaltos
- Pircala + Coihueco: Limo-Arcilitas
- Roca + Loncoche: Calizas, Yesos, Limo-Arcilitas
- Grupo Neuquén (Reservorio): Conglomerados y Areniscas

Dentro de Grupo Neuquén se tiene identificadas dos capas productivas que se caracterizan por tener crudo pesado (API 12-15).

El equipo que realizó las últimas campañas en Llanquanelo fue insonorizado, de manera de minimizar la contaminación sonora en el área mientras opera.

A partir de la resolución de 2008 comenzó a desarrollar locaciones del tipo *multi-pad* para minimizar el impacto ambiental de la zona. Las locaciones cuentan con una dimensión de 300 m x 115 m final y están pensadas para la realización de 10 pozos (Figura 2). Para minimizar el impacto ambiental y económico del proyecto la locación se amplía a medida que avanza su ejecución.

Las bocas de pozo se encuentran distanciadas 10 m en sentido este-oeste y 7 m en el sentido norte-sur, de manera de minimizar el riesgo de colisión de los pozos, siempre buscando el objetivo principal.

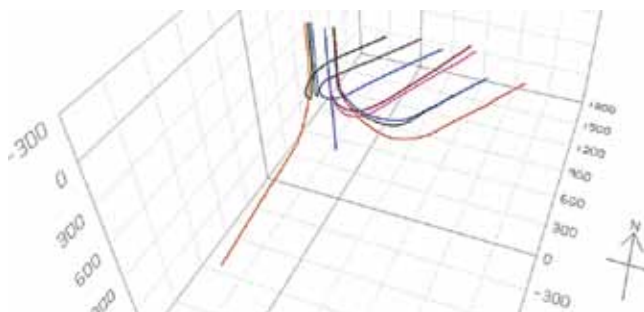


Figura 2. Vista 3D actual de la locación 1.

Estructura de pozo

Los pozos de Llanquanelo se perforan con una estructura que consta de una guía de 12¼" (entubada con *casing* de 9 5/8") a 350 m MD, una sección intermedia de 8¾" (entubada con cañería de 7") al aterrizaje de la curva de 1.200 m MD aproximadamente; y finalmente una sección de aislamiento con trépano de 61/8" y un *liner* ranurado de 5" atra-

El Yacimiento Llanquanelo se encuentra ubicado en el sector norte de la cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza, a 37 km al sur de la ciudad de Malargüe, próxima al margen oeste de la laguna Llanquanelo (Figura 1), protegida por el Convenio de Ramsar (Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas), que desde 1995 obliga al desarrollo del campo desde una cantidad acotada de locaciones, que reducen el impacto ambiental.

El 31 de enero de 2008 se publicó, en el Boletín Oficial, la Ley 7824, en la cual se definen los nuevos límites del área natural protegida "Laguna de Llanquanelo". Así, quedaron definidos nuevos límites de acceso en superficie para operaciones petroleras.

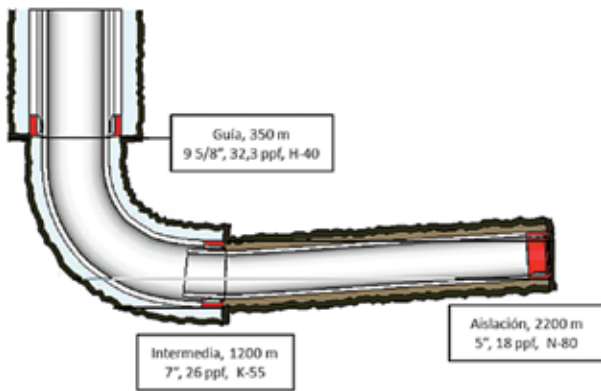


Figura 3. Arquitectura de pozo en Llanquanelo.

vesando la formación de Grupo Neuquén en sus diferentes niveles a una profundidad final de 2.200 m MD (Figura 3).

Desde 1999 se perforan los pozos de manera horizontal que se ubicarían en la zona delimitada dentro del mapa de complejidades (Figura 4).

Campaña 2010-2012

La campaña de referencia consistió en realizar dos pozos por locación para su futuro desarrollo. Para ello se perforó en cada una de las locaciones un pozo piloto vertical con el fin de identificar las capas objetivo de Grupo Neuquén. Luego, este pozo piloto se abandona con un

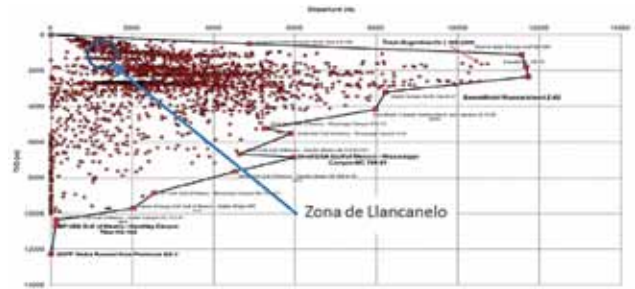


Figura 4. Llanquanelo y su ubicación dentro de los pozos horizontales.

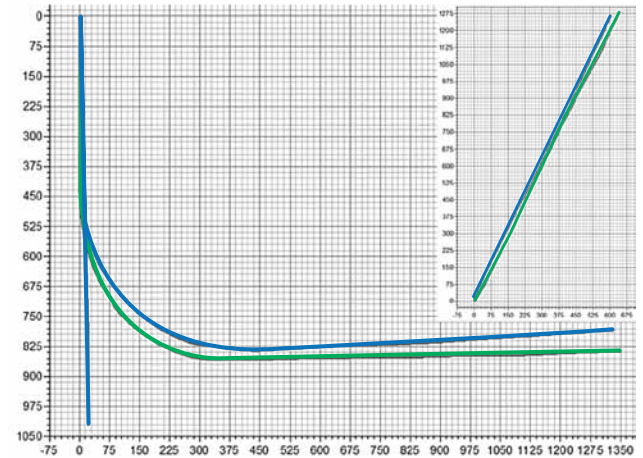


Figura 5. Vista en corte y en planta de la locación 1, campaña 2010-2012.



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

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

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

RECUPERACIÓN (EOR) POR AGUAS EXTERNAS O PRODUCIDAS EN EXPLOTACIÓN
CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

TRATAMIENTOS PARA DESCARGA

UNIDADES ESTACIONARIAS, MÓVILES Y TRANSPORTABLES

TRATAMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES Y DE CONSUMO

EFLUENTES LÍQUIDOS EN GENERAL



Serviur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1,
C1426AJU Buenos Aires
Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.
www.serviur.com · info@serviur.com



Una Industria Argentina para el Mercosur



En Compañía Mega modernos procesos tecnológicos permiten aprovechar los componentes ricos del gas natural. El etano producido constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina. El propano, butano y gasolina natural, por su parte, son exportados a diferentes mercados.



BUENOS AIRES

San Martín 344, 10 piso
(CP1004AAH)
Ciudad de Buenos Aires
Tel.: (54-11) 5441-5876/5746
Fax: (54-11) 5441-5872/5731

PLANTA NEUQUÉN

Ruta Provincial 51, Km. 85
(Q8300AXD) Loma La Lata
Pcia. de Neuquén
Tel.: (54-299) 489-3937/8
Fax: int. 1013

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n
(Q8300AXD) Puerto Galván
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471



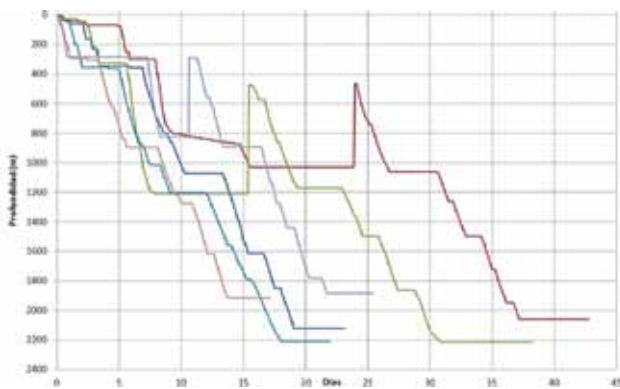


Figura 6. Tiempos operativos, campaña 2010-2012.

tapón de cemento y se realiza un *side track* buscando navegar dentro de una de las dos capas de interés para dejar el pozo productivo. El segundo pozo de la locación fue a navegar la segunda capa de interés (Figuras 5 y 6).

Campaña 2013-2014

La campaña 2013-2014 planteó, a diferencia de la campaña anterior, la realización del desarrollo de una locación respetando un distanciamiento entre los pozos de 250 m. Los desafíos planteados para esta nueva campaña fueron los siguientes:

Las trayectorias de los pozos

La campaña 2010-2012 consistió en la perforación de pozos en 2D, lo cual implicó no tener un cambio de rumbo en la intermedia y se buscaba dejar una tangente de 30 m a 45° para que se pudiera fijar la bomba del sistema de extracción. Además, en la aislación se perforaba geonavegando los pozos a 92° aproximadamente, buscando las capas de mayor porosidad, con el fin de incrementar su productividad.

A medida que se desarrolló la locación, y la campaña 2013-2014 fue avanzando, las exigencias de la trayectoria se fueron incrementando. Por un lado, se solicitaba incorporar una tangente de 30 m a 60°, para poder ubicar la bomba. Y por otro lado, se solicitaba tener la mayor sujeción posible.

A esto se sumó un nuevo desafío: el DLS para bajar la bomba no debía superar los 6°/100 ft, lo cual no permitía optimizar la trayectoria desde su inicio. Como consecuencia, se tuvo que trabajar con DLS de hasta 9°/100 ft a partir de la finalización de la tangente.

Para lograr los objetivos planteados se usó un BHA (por la sigla en inglés *Bottom Hole Assembly*) con motor de fondo y MWD (*Measurement While Drilling*) con un BH de 1,83 que permitió realizar el trabajo al optimizar la relación deslizado/rotación.

En contrapartida y a diferencia de la campaña de 2010-2012, se contaba con la ventaja de que los pozos se perforaron con una inclinación de 88° aproximadamente y se

ESTRATEGIA.COM

ADDING VALUE
TO OUR CLIENTS
 AGREGANDO VALOR
A NUESTROS CLIENTES

Transporte marítimo y fluvial
de petróleo crudo y subproductos,
remolcadores de puerto y
remolcadores offshore.

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






Antares Naviera

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

EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

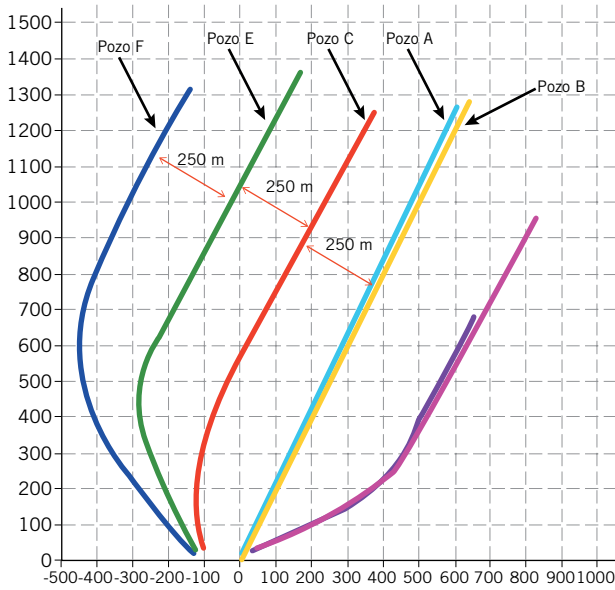


Figura 7. Vista en planta actual de locación 1.

minimizó la geonavegación (pozo "C") mientras que en otros se perforó de manera geométrica (pozos "E" y "F"), cortando diferentes niveles productivos (Figuras 7 y 8).

Mejorar la ROP

Uno de los desafíos planteados para la campaña 2013-2014 fue mejorar la ROP (*rate of perforation*) en la fase de la aislación. A medida que se fueron perforando los pozos laterales de la locación nos encontrábamos obligados a replantear el punto de asentamiento del *casing* de 7", dejando parte del trabajo direccional de posicionamiento en la fase de la aislación. Esto se debió a las restricciones del DLS

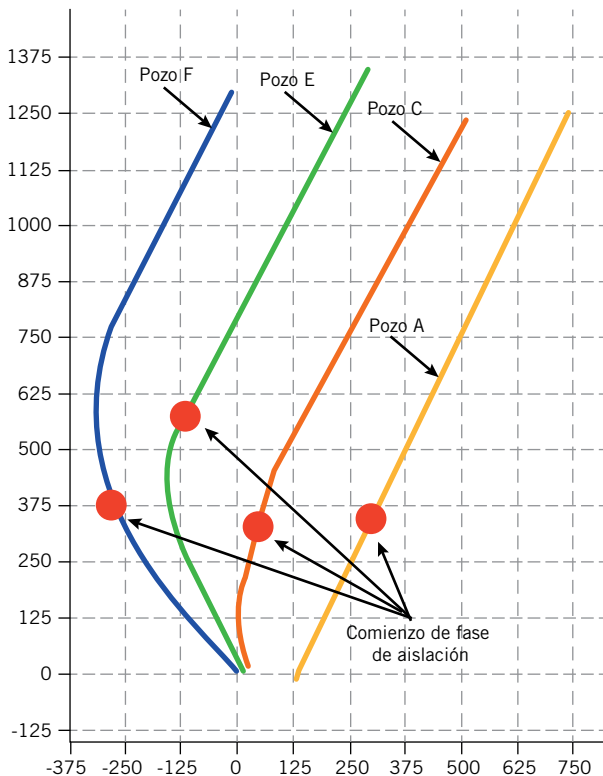


Figura 8. Puntos de asentamiento de zapato en la intermedia I, locación 1.

(*dog-leg severity, directional drilling*) permitido sin poner en compromiso ni el espesor útil del reservorio ni la entubación del *liner*. Como consecuencia, del mayor trabajo direccional se tuvo un incremento del *slide*.

Se puede ver en las figuras 9 y 10 un análisis de las ROP de los diferentes pozos.

- El Pozo "A" fue geonavegado con un ángulo de 92° con LWD (*Logging While Drilling*) y PWD (*Pressure While Drilling*) para la detección de camas de recortes.
- El Pozo "C" fue geonavegado con un ángulo de 88° con LWD y PWD para la detección de camas de recortes. Tuvo un 18% de *sliding* y se perforó en dos carreras. En la segunda carrera se hizo una maniobra para cambiar el trépano por falta de avance y se realizó una redistribución del peso en la sarta para poder llegar al objetivo.

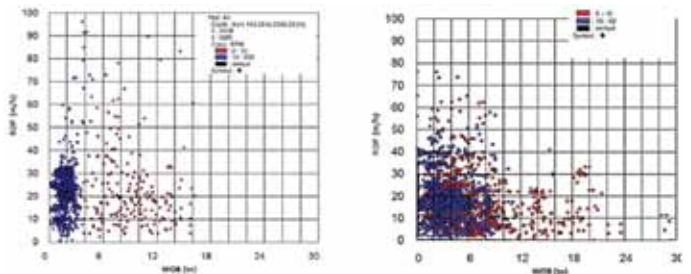


Figura 9. Relación peso-ROP, pozos A (izquierda) y C (derecha).

En ambos casos se puede apreciar que la ROP no ha variado demasiado. Se observa una dispersión de datos más amplia en el pozo "C", en el que para obtener los mismos resultados se tuvo que aplicar mayor cantidad de peso al trépano. Esto se ve especialmente acentuado en el caso de las deslizadas.

Al finalizar el pozo "C" surge un cambio estratégico en el desarrollo del campo en el que se decide perforar los pozos de manera geométrica atravesando los dos niveles productivos de Gr. Neuquén. Adicionalmente, al ver que la limpieza de los pozos predecesores fue buena, se decidió sacar el PWD para el próximo pozo.

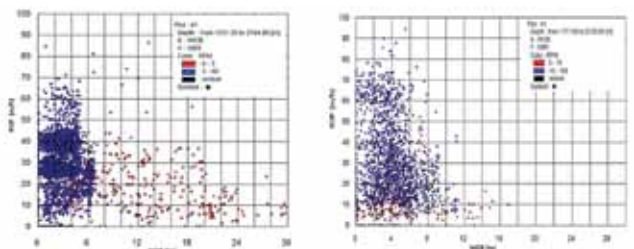


Figura 10. Relación peso-ROP, pozos E (izquierda) y F (derecha).

- El pozo "E" fue geométrico con un ángulo de 88° sin LWD y sin PWD, pero con generador de pulsos axiales. Tuvo un 8% de *sliding* y se perforó en dos carreras. La segunda carrera se hizo por una falla en el motor de fondo.
- Por último el pozo "F" de 88°, se perforó de manera geométrica sin LWD ni PWD y con generador de pulsos axiales. Tuvo un *sliding* del 15% debido a que se terminó de orientar la trayectoria en Az para evitar la



ULTRA LIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*
◆◆



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*
◆◆

NUMERACIÓN DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



DEHICI

interferencia en el drenaje de los pozos vecinos. Este pozo se perforó en una sola carrera.

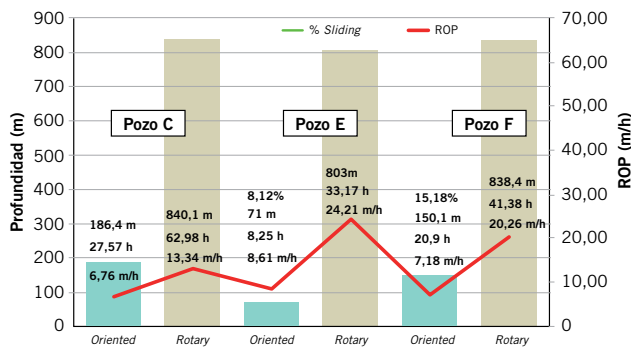


Figura 11. Análisis de performance pozos C, E y F.

En la figura 11 se muestra una comparativa de las diferentes carreras de los pozos “C”, “E” y “F” perforados en la última campaña. Se puede apreciar el tiempo insumido en la rotación y en el deslizado de cada pozo. También se puede observar que los metros de rotación en todos los casos fueron similares; sin embargo, las diferencias importantes se generan en las deslizadas.

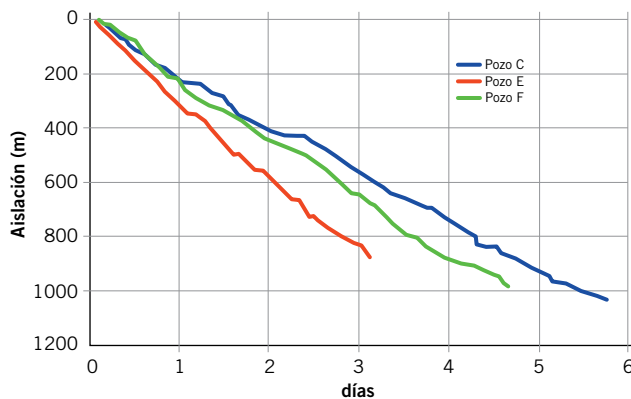


Figura 12. Curva de avance de aislación filtrando las maniobras intermedias.

Al analizar las ROP efectivas en la fase de la aislación de los pozos “C”, “E” y “F” de la figura 12 se puede apreciar lo siguiente:

- El pozo “E”, que perforó 150 m menos que los otros dos y que tuvo un porcentaje de *slide* del 8% tardó 2,5 días menos que el pozo “C”.
- En comparación con el pozo “C” (con un 18% de *sliding*) y el pozo “F” (15% de *sliding*), ambos con 1.000 m de aislación perforados, observamos que la diferencia es de un día de perforación.

Estado de los trépanos

Al ser los pozos geonavegados en la campaña 2010-2012 se usaron trépanos de 6 aletas, con cortadores de 13 mm que proveían una mayor estabilidad de *tool face* a la hora de deslizar y seguir una trayectoria óptima en búsqueda de las mayores porosidades.

Al comenzar la campaña 2013-2014, como se observó que los pozos atravesarían ambos niveles productivos y disminuirían el nivel de geonavegación, se planteó comenzar a perforar con trépanos de 5 aletas con cortadores de

16 mm, que permiten una mejor performance a la hora de rotar, en desmedro de la estabilidad a la hora de deslizar.



Figura 13. Pozo C, primera y segunda carrera, respectivamente.

Se realizó una primera carrera de 434 m donde se observó una pérdida de avance total, saliendo el trépano anillado como se muestra en la figura 13. Posteriormente, se realizó una segunda carrera donde se bajó un trépano de iguales características y se logró llegar a la TD buscada, pero saliendo el trépano nuevamente anillado.

En el pozo “D” se decidió bajar un trépano de 5 aletas con cortadores de 16 mm diseñados para resistir el entorno de impacto presente en los conglomerados.



Figura 14. Pozo D, primera y segunda carrera, respectivamente.

Se realizó una primera carrera de 300 m donde se observó una pérdida de avance total con un desgaste total del PDC. Posteriormente, en una segunda carrera se bajó un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm con lo que se llegó a la TD buscada. Este último salió en calibre y sin grandes daños, aunque se notan indicios de impacto en los cortadores del hombro (Figura 14).

En el pozo “E” se decidió utilizar el generador con pulsos axiales, con el objetivo de poder perforar la aislación en una sola carrera.

El generador de pulsos axiales deja a la herramienta en estado dinámico logrando que a la hora de deslizar no sea necesario aplicar un exceso de peso para superar la fuerza de rozamiento estática. El uso de esta herramienta fue útil para evitar el choque del trépano con el fondo del pozo al deslizar. Este impacto provoca el astillamiento de cortadores que deriva en la rotura; al romperse la tabla de diamante, queda expuesto el sustrato (compuesto por carburo de tungsteno) que no está diseñado para resistir la formación y resulta en el posterior anillamiento del trépano.

En la figura 15 se pueden apreciar las dos carreras que se han realizado en el pozo de referencia.

Se bajó inicialmente un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm que permitió realizar una carrera de 693 m. Se realizó una maniobra por la falla en el motor de fondo y se bajó un trépano de iguales características para ter-



CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



ELECTRIC LINE

SLICK LINE

WELL TESTING

COILED TUBING

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com

Esmeralda 1080 5º Piso, (C1007ABN) Bs.As. Argentina
Tel.:(+54-11) 5530-1150



SUPERIOR
ENERGY SERVICES



Figura 15. Pozo E, primera y segunda carrera, respectivamente.

minar los 180 m restantes. Se puede apreciar en las figuras que aún existe rotura de cortadores en la zona del hombro.

Al ver el estado en el que salieron los trépanos del pozo "E" y con el objetivo de realizar la aislación en una sola carrera, se volvió a probar el generador de pulsos axiales en el pozo "F".

Se bajó un trépano de 6 aletas con cortadores de 13 mm que permitió perforar el pozo en una sola carrera. En la figura se puede apreciar el estado en el que salió el trépano, donde el daño a los cortadores no fue tan puntual ni tan severo, teniendo en cuenta que en este pozo se deslizó un porcentaje similar al del pozo "C" (Figura 16).



Figura 16. Pozo F, primera carrera.

Poder perforar en una sola carrera la aislación

En la figura 17 se pueden observar todas las curvas de avance de los pozos realizados en la campaña anterior, además están marcadas las maniobras de redistribución de peso realizadas en la aislación. Estas maniobras, en algunos casos coinciden con cambios de trépano por falta de avance o simplemente una maniobra de calibre por exceso de torque.

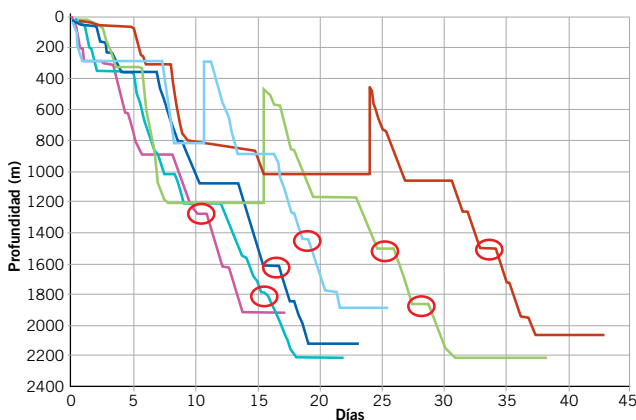


Figura 17. Maniobras de redistribución de peso, campaña 2010-2012.

Uno de los objetivos planteados para la campaña 2013-2014 fue realizar la sección de la aislación en una sola carrera ahorrando así cerca de un día de equipo. Para lograrlo, uno de los principales desafíos fue afrontar la influencia de un mayor arrastre a medida que las trayectorias se alejan más en sección vertical.

En la figura 18 se puede observar la variación en las trayectorias entre el pozo "A" y el pozo "E" con 500 m de distanciamiento entre ellos. Por otro lado, en las figuras 19 y 21 se observan el BHA utilizado en la aislación del pozo "A" (sin variación en Az) y el utilizado en el pozo "E" (con una variación en Az importante).

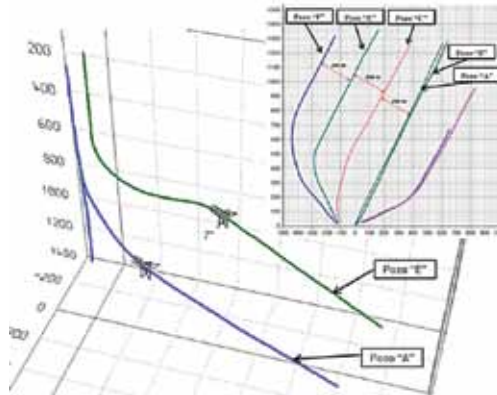


Figura 18. Vista 3D pozo A y pozo E.

Analizando los BHA utilizados entre los dos pozos ("A" y "E") se observa que no han habido grandes variaciones en lo que respecta al peso. En el BHA "E" se incorporó una camisa al motor de fondo, se sacó la tijera y se incorporó un generador de pulsos axiales.

Además, en las figuras 20 y 22 se observan los arrastres producidos sacando la herramienta desde el fondo del pozo. Entre un caso y el otro hay una variación de 20 tn aproximadamente. El software refleja esta variación de arrastre como una variación de factor de fricción frente al mismo fluido de perforación y formación.

Tomando como referencia el artículo *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*, publicado en 2003 por *K & M Technology Group*, se explica por qué varía el factor de fricción calculado que presenta el software cuando se toma otro perfil direccional.

El principal comentario respecto de la perforación es el siguiente:

- "El factor de fricción en pozos direccionales complejos considera una serie de factores y no solamente el factor de fricción en sí. Los factores que considera son lubricidad de lodo, rigidez de la cañería, camas de *cuttings*, *key seats*, interacción de centralizadores, *differential sticking*, DLS, efecto de pistoneo hidráulico".

En las figuras 23, 24, 25 y 26 se puede ver la relación peso-profundidad en los diferentes pozos y una línea de tendencia marcada en cada caso.

En la figura 23 se observa el pozo "A" que fue geonavegado y no tuvo una variación de Az. Realizó una maniobra de redistribución de peso en 1500 m aproximadamente.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosumergible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:

Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO

consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work

COMPONENT DATA

Item #	Descripción	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Con	Length (m)	Bit - Center Blade (ft)
1	PDC (6 Aletas Cort. 13mm)	6.13	2.00	6.13	89.71	P 3-12" REG	0.22	0.11
2	Mud Motor	4.75	0.00	5.75	0.00	B NC 38	10.04	0.78
3	Non-Mag 4 3/4" Slim Phase 4 Collar	4.72	1.25		55.45	B 3-1/2" IF	7.41	
4	Non-Mag PWD Collar	4.72	1.25		55.45	B 3-1/2" IF	2.81	
5	Non-Mag 4 3/4" ALD Collar	4.72	1.25	5.75	55.45	B NC 38	4.37	22.72
6	Non-Mag 4 3/4" CTN Collar	4.75	1.25		50.50		3.40	
7	Non-Mag HOC	4.81	2.63		43.53		5.13	
8	Flex Collar	4.62	2.25		43.70		8.96	
9	2 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC3	3.50	2.25		19.24		18.42	
10	113 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1	3.50	2.76		12.34		1100.42	
11	23 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC	3.50	2.25		19.24		212.11	
12	Jar	4.80	2.28		47.80	B 3-1/2" IF	9.28	
13	9 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC3	3.50	2.25		19.24		82.88	
14	16 x 4 3/4" X 2.25" - 46.7# Drill Collar	4.75	2.25		46.84	B NC 38	149.98	
15	4 x 3-1/2" X 2-14" SWDP #26.7 - NC	3.50	2.25		19.24		36.58	
16	3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC	3.50	2.76		12.34		407.99	

Figura 19. BHA de aislación, pozo A.

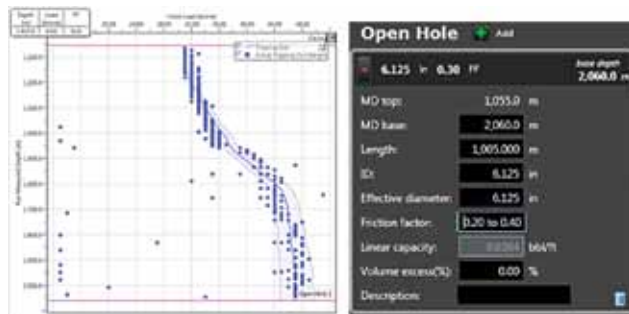


Figura 20. Arrastre sacando herramienta en aislación, pozo A.

En la figura 24 se observa el pozo "C", que fue geonavegado y tuvo una variación de Az. En 1400 m se dañó el trépano y se aprovechó la maniobra para realizar una redistribución de peso en 1400 m aproximadamente.

En la figura 25 se muestra el pozo "E", que fue geométrico y tuvo una variación de Az mayor que el pozo "C". Si bien se hizo en dos carreras por una falla del motor de fondo, no tuvo en ningún momento un cambio de distribución de peso.

A diferencia de los dos pozos anteriores, en este se usó un generador de pulsos axiales. Se le aplicó llegando a la

COMPONENT DATA

Item #	Descripción	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (m)	Bit - Center Blade (m)
1	PDC	4.500	1.500	6.125	48.18	P 3-1/2" REG	0.22	
2	Motor de Fondo 4 3/4" Stabilizer	4.750	2.820	5.750	46.73	B 3-1/2" IF	7.67	0.78
3	HOC	4.830	2.625		44.00	B 3-1/2" IF	9.35	
4	Flex Collar	4.800	2.250		48.12	B 3-1/2" IF	9.42	
5	3 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38 (IF)	3.500	2.250		26.70		27.58	
6	37 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC 38 (IF)	3.500	2.764		14.69		356.36	
7	Generador de Pulsos Axiales	4.750	2.750		40.15		6.40	
8	75 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 5" X 2-1/8" NC 38 (IF)	3.500	2.764		14.69		722.30	
9	48 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38(IF)	3.500	2.250		26.70		439.30	
10	18 X 4 3/4" X2.25" - 46.7# Drill Collar	4.750	2.250		46.70		167.41	
11	2 x 3-1/2" X 2-1/4" SWDP #26.7 - NC38 (IF)	3.500	2.250		26.70		18.28	

Figura 21. BHA de aislación, pozo E.

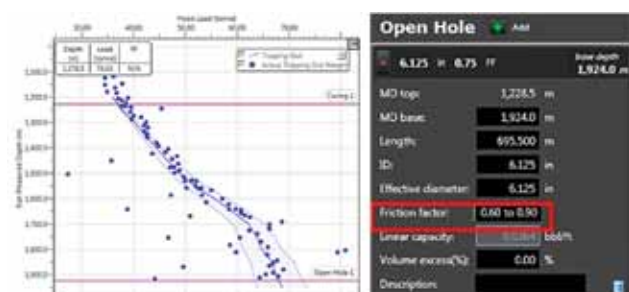


Figura 22. Arrastre sacando herramienta en aislación, pozo E.

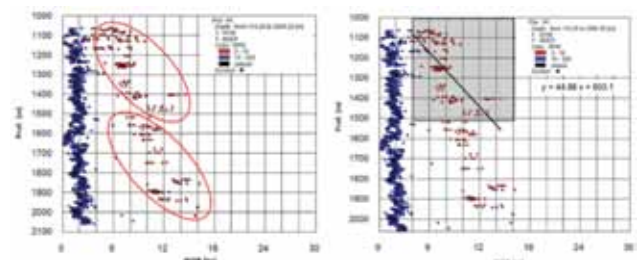
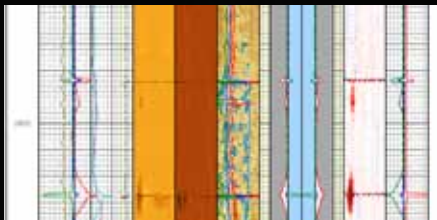
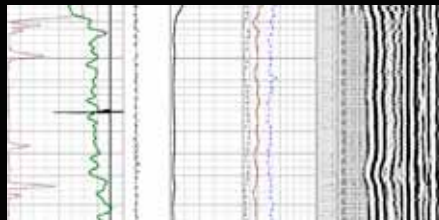


Figura 23. Relación peso-profundidad, pozos A.

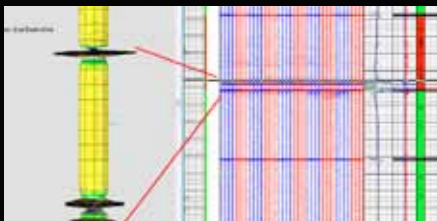
IDENTIFIQUE AMENAZAS Y ASEGURE LA INTEGRIDAD DEL POZO



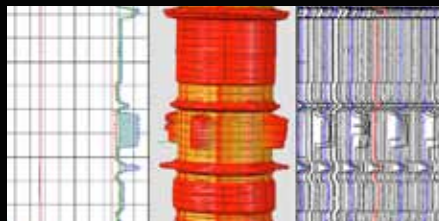
UltraView™



BondView™



FluxView™



CalView™

Nuestro servicio de evaluación de cemento y revestimiento SecureView® detecta los problemas de pozos entubados en una sola corrida y les asigna una clasificación, una ubicación específica y una estrategia de remediación.

Al implementar SecureView como una parte integral de su programa de mantenimiento, usted obtiene una visión definitiva y de alta resolución de la integridad de su pozo.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre las capacidades y aplicaciones de nuestras soluciones de diagnóstico.



Weatherford®

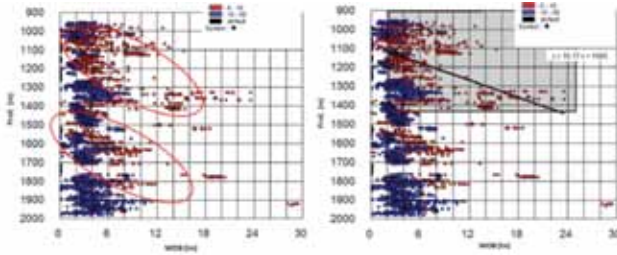


Figura 24. Relación peso-profundidad, pozos "C".

TD aproximadamente 28 tn, con lo cual se puede inferir que el generador de pulsos axiales, que debería "eliminar" el efecto del sobrepeso al deslizar, no funcionó de la manera apropiada.

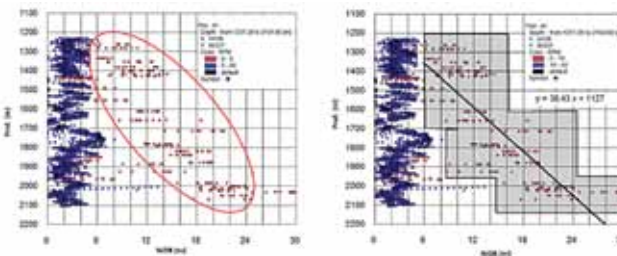


Figura 25. Relación peso-profundidad, pozos E.

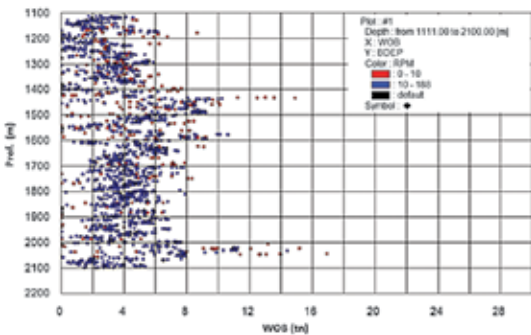


Figura 26. Relación peso-profundidad, pozos F.

En la figura 26 se observa el pozo "F", que fue geométrico y tuvo una variación de Az mayor que el pozo "E". Parte de las correcciones en Az se realizaron en la fase de la aislación. Este pozo logró realizar la sección de la aislación en una sola carrera, como se planteó el objetivo al comienzo de la campaña. Al igual que el pozo "E", este usó un generador de pulsos axiales. En este pozo se observa claramente que el peso aplicado a la hora de deslizar es muy similar al usado a la hora de rotar. Se puede inferir, de esta manera, que el generador de pulsos axiales funcionó de manera correcta en todo momento y se logró "eliminar" el efecto del sobrepeso al deslizar (figura 27).

Entubar el liner ranurado

Otro de los grandes desafíos planteados en esta campaña fue la entubación de los liners ranurados de la aislación. Como se mencionó, la complejidad de los pozos se fue incrementando al igual que los arrastres. La rigidez del casing

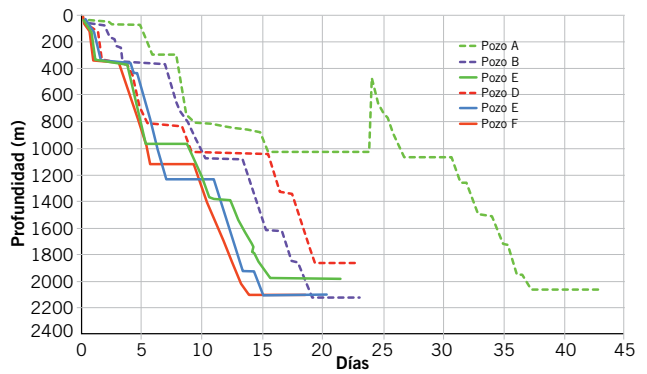


Figura 27. Curvas de avance locación 1.

de 5" casi triplica el de las barras de 3 1/2" utilizadas en la perforación, por lo cual se tuvo que hacer un replanteo de "cómo" se debía entubar este liner según lo realizado en la campaña anterior.

Tomando nuevamente de referencia el artículo *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*, vemos los principales comentarios respecto de los arrastres en la entubación:

- "En la mayoría de los simuladores, la tubería se considera como un miembro flexible que puede soportar cargas axiales, pero no momento flector. En esos casos, la rigidez de la tubería es considerada aumentando el factor de fricción. De esta manera, el casing tendrá factores de fricción mayores que una tubería de perforación que es más flexible. Asimismo, diámetros mayores tendrán factores de fricción mayores que diámetros más pequeños (menores)".
- "Para el análisis de *slack off* en particular existe el fenómeno de *arado* que el casing tiende a producir cuando es corrido en el pozo en un área donde se tuvo una sección de construcción y giro (*build + turn*), esto no debe confundirse con *drag* relativo a fricción. Este fenómeno de *arado* se presenta cuando el zapato se mueve a través de la sección de construcción o de giro y es particularmente más crítico en pozos profundos con altos ángulos. Este *arado* dependerá de la centralización del *shoe track*, diámetro del pozo y DLS. Una vez que el zapato ha pasado a través de esta sección de construcción y giro, el peso registrado en superficie se normalizará dentro de los valores esperados de fricción".

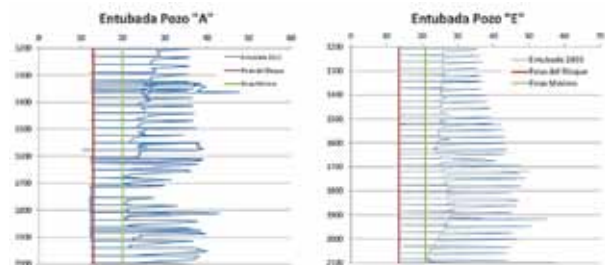


Figura 28. Peso en gancho de entubación pozos A y E.

En la campaña anterior se entubaba el *liner* ranurado con un *inner string* de 2 3/8" que permitía circular por el zapato del *liner* en caso de tener alguna obstrucción. Se utilizaron 37 PM de 4 3/4" y 41 SWDP para aplicar peso y superar el arrastre. El fluido que está en contacto con la formación es el lodo con base a agua utilizado para la perforación.

Al comprobar que la experiencia de la campaña anterior no presentaba ningún tipo de obstrucción en la entubación, se optó por sacar el *inner string* que incrementar el arrastre que tuvimos a la hora de entubar. Por otro lado, al terminar el pozo se realizó una maniobra de rectificación del pozo que al llegar al fondo se aprovechó para realizar un cambio de fluido en la sección horizontal por petróleo, para disminuir el coeficiente de fricción en pozo abierto. Por último, se incorporaron 2 PM de 4 3/4" y 9 SWDP más que las utilizadas en el pozo "A".

Como se puede apreciar en la figura 28, pese al incremento en la complejidad del pozo y los arrastres que se tuvieron en la perforación (20 tn más de arrastre para el caso del pozo "E" que el *software* enmarcó en una ventana de factores de fricción de 0,6 y 0,9), las medidas tomadas en la entubación fueron efectivas dado que se llegó a la TD buscada para la entubación con el mismo peso disponible en gancho.

Resultados

A medida que avanzó la campaña 2013-2014, hubo muchas lecciones aprendidas: se dejó de perforar de manera geonavegada para empezar a realizar los pozos de forma geométrica, se reemplazó el LWD utilizado por un perfilaje asistido y se mejoraron los tiempos operativos gracias al excelente equipo de trabajo y a la tecnología utilizada.

La suma de todos los componentes mencionados derivó en un ahorro del 23% del costo pozo realizados con seis meses de diferencia como se observa en la figura 29.

Próximos pasos

Perforación: queda pendiente probar un sistema de perforación direccional rotario, evaluar la tasa de penetración y analizar su relación costo-beneficio respecto de las soluciones presentadas en este trabajo.

Costo de perforación sin DTM

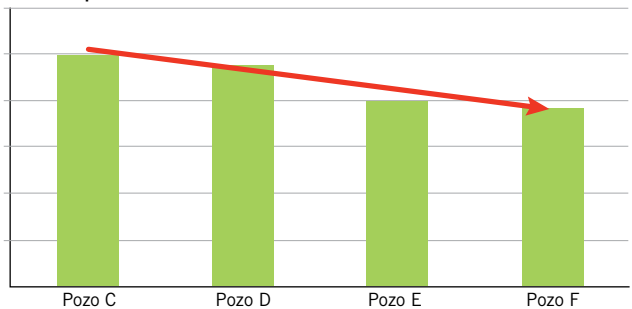


Figura 29. Evolución de los costos en la campaña 2013-2014.

FLEXIBILIDAD RESPALDO EXPERIENCIA www.edvsa.com

NUEVO proyecto

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

EDVSA
Ingeniería y Construcción

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



Entubación: queda pendiente realizar un análisis de cargas torsionales para los cuerpos de los casings ranurados de la aislación. Esto permitirá, el día de mañana, rotar la cañería en pozos de mayor complejidad.

Conclusiones

Con esta experiencia, se pudo comprobar lo siguiente:

- A medida que se desarrolla una locación y las trayectorias se alejan en sección vertical, los arrastres incrementan.
- El generador de pulsos axiales ayuda a disminuir el

arrastre a la hora de deslizar con conjunto direccional, también ayuda a evitar el choque del trépano con el fondo del pozo.

- La conversión del fluido en pozo abierto de lodo por petróleo, así como la remoción del *inner string*, ayudaron considerablemente a disminuir los efectos de arrastre a la hora de entubar el *liner*.
- Con la ejecución de esta campaña se demostró el ahorro sustancial que genera perforar un pozo de manera geométrica con respecto de un pozo geonavegado en este yacimiento.
- Se replanteó la posibilidad de continuar en este camino para futuras campañas. ■

Referencias

BH: *Bottom hole* (fondo del pozo).

BHA: *Bottom hole assembly* (conjunto de fondo de pozo).

DLS: *Dog-leg severity –directional drilling–* (magnitud del desvío).

LWD: *Logging while drilling* (perfilajes durante la perforación).

MWD: *Measure while drilling* (mediciones durante la perforación).

ROP: *Rate of penetration* (velocidad de penetración).

Side track: desvío, recorrido lateral.

Side track drilling: perforación desviada.

Side tracking: desviación del pozo.

Slide (to): deslizar, desviar.

Sliding: deslizamiento, desviación.



IAPG
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

CURSO TEÓRICO-PRÁCTICO LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS

Dra. Matilde F. de Romero
Buenos Aires, 6 al 10 de junio de 2016

Se trata de un curso en el cual el trabajo de laboratorio es especialmente ventajoso para las empresas participantes; ya que éstas pueden llevar sus cupones obteniendo como beneficio la caracterización de las bacterias existentes en sus sistemas, es decir datos para el diagnóstico y control de la corrosión microbiana de las propias plantas. El dictado del curso estará a cargo de la Dra. Matilde F. de Romero, destacada investigadora y docente con una importante trayectoria regional e internacional.

Vacantes limitadas.
Para más información:
cursos@iapg.org.ar

 /IAPGInfo
  /iapginfo
  /company/iapg
  /IAPG_Info
  /+IapgOrgAr

SABEMOS COMO CONTROLARLO PODEMOS PREVENIRLO

LOCKWOOD ha adquirido **dos nuevas Motobombas** con la última tecnología en materia de Extinción de Incendios de Pozos, con caudales entre 682 m³/h a 10 Kg/cm² y 1.021 m³/h a 9.2 Kg/cm².

Estos equipos amplían el equipamiento disponible en nuestra Base de Neuquen.

Seguimos invirtiendo en tecnología para que contemos localmente con los recursos necesarios frente a cualquier contingencia.

APLICACIONES:

- Descontroles de Pozos
- Incendios de Pozos
- Incendios de Plantas

**Única Compañía Nacional con
trayectoria Internacional en Well
Control Services.**



Av. Ing. Luis A. Huergo 2914 – PIN Oeste
Q8302SJR – Neuquen – Argentina
Tel. +54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855
FAX +54-0299-4413832
informes@lockwood.com.ar
www.lockwood.cpom.ar



LOCKWOOD

La satisfacción de saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

Por **Juan Ignacio Hechem, Juan José Caprini y Facundo Abraham** (Weatherford International)

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

Combinación de técnicas

de perforación con presión controlada (MPD) y perforación con *casing* (CwD):

comparativa, ventajas y desafíos operativos



El objetivo de este artículo es analizar los cambios en MPD, comparando los casos de pozos perforados con BHA convencional y los pozos perforados con casing por medio de la simulación para compararlos.

La aplicación de la tecnología de perforación con presión controlada ha demostrado ser beneficiosa en la construcción de pozos con ventanas de operación estrechas, donde es necesario trabajar en diferentes escenarios de pérdidas de fluidos e inlfujos.

Si bien presenta importantes ventajas, la técnica MPD aún depende de que los lodos de alta densidad ahoguen el pozo durante los viajes de tubería (*tripping out*). Estas operaciones se realizan en un delicado equilibrio que si se pierde causa problemas de control del pozo durante la maniobra.

Sin embargo, la combinación de técnicas de MPD y perforación con casing (CwD) ha surgido como una nueva alternativa para optimizar los proyectos de perforación. Esta integración presenta nuevos desafíos para la ingeniería de perforación con presión controlada y la necesidad de adaptar los procedimientos a la nueva metodología para la obtención de óptimos resultados.

El objetivo de este artículo es analizar los cambios en MPD comparando los casos de pozos perforados con BHA (conjunto de fondo) convencional y pozos perforados con casing. Se utilizará la simulación por Software para comparar las ventajas y buscar oportunidades a efectos de mejorar la eficiencia.

Perforación con presión controlada

Conforme a la definición de la IADC (*International Association of Drilling Contractors*), la Perforación con presión controlada es “un proceso de perforación adaptativo utilizado para controlar con precisión el perfil de presión anular a lo largo del pozo. Los objetivos son determinar los límites reales de presión en fondo de pozo y manejar el perfil de presión hidráulica anular, en consecuencia”. El propósito de esta técnica es optimizar el proceso de perforación mientras se reduce el tiempo improductivo y se mejora la seguridad.

La técnica MPD se basa en el principio de que es posible controlar dinámicamente la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) si se modifican los siguientes parámetros: contrapresión en superficie, velocidad de bombeo, densidad y propiedades reológicas del lodo de perforación. Los primeros dos parámetros son rápidos y fáciles de aplicar, mientras que el tercero requiere un tiempo de trabajo en las piletas hasta alcanzar las condiciones reológicas y de densidad.

El cálculo de BHCP corresponde a la siguiente ecuación:
 $BHCP = \text{Presión hidrostática} + \text{Presión de fricción del espacio anular} + \text{Contrapresión en superficie} \quad (1)$

Perforación con casing

Podemos definir la perforación con casing (CwD) como el proceso simultáneo de perforación y entubado del pozo. La tubería de revestimiento (*casing*) se rota y utiliza para reemplazar a la sarta de perforación convencional (tubería de perforación y BHA o conjunto de fondo). Una vez que la tubería de revestimiento alcanza la profundidad total (TD), el pozo es cementado. Esta tecnología brinda los medios para reducir los costos de construcción del pozo, mejorar la seguridad de las operaciones e incrementar la eficiencia de la perforación.

Ventajas de CwD

La tecnología CwD trae aparejado muchos beneficios cuando se la compara con la perforación convencional. Las ventajas clave son las siguientes:

- Reducción del tiempo de perforación eliminando los viajes múltiples (calibración, bajada de tubería de revestimiento).
- Mitigación del riesgo de problemas de pérdida de circulación y estabilidad del pozo con el efecto de fratachado (*smear effect*).
- Reducción de los costos totales del pozo mediante la disminución del tiempo total en el pozo.

Perforación con presión controlada y perforación con casing

El desarrollo de la perforación con casing y la posibilidad de usar esta técnica combinada con la técnica MPD ha cambiado la base del control de presión de fondo de pozo mediante la modificación del peso relativo de los diversos componentes de la ecuación BHCP.

El uso de la tubería de revestimiento en lugar de la tubería de perforación genera una importante reducción de la sección anular (por ejemplo, para un pozo de 6 1/8" existe una reducción de un 50,46% cuando una tubería de perforación de 3,5" es reemplazada por un casing de 5"). En un espacio anular pequeño obtenemos velocidades más altas y aumenta la presión de fricción del espacio anular. En el escenario mencionado, la presión de fricción del espacio anular (AFP) tiene una importancia mayor sobre la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) haciendo del caudal una variable mucho mejor para el ajuste y el control de la presión.

Casos de estudio y datos de simulación

A fin de analizar el comportamiento de la perforación y de comparar la diferencia entre la perforación realizada con presión controlada (MPD) y aquella con sarta de perforación convencional y una tubería de revestimiento o casing, se han diseñado tres casos cambiando la sarta en el mismo tipo de pozo (ver Apéndice).

Caso # 1 - BHA

Elemento	Longitud [m]	Longitud acumulada [m]	Diámetro exterior [pulg]	Diámetro interior [pulg]
HWDP x 6	55,800	386,680	3,500 (88,900 mm)	2,060 (52,324 mm)
Tijera	9,220	330,880	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
HWDP x 15	140,250	321,620	3,500 (88,900 mm)	2,060 (52,324 mm)
Portamecha liso (18)	169,560	181,370	4,750 (120,650 mm)	2,500 (63,500 mm)
Portamecha corto (SDC)	2,420	11,810	4,750 (120,650 mm)	2,688 (68,275 mm)
Portamechas corto (SDC)	2,400	9,390	4,750 (120,650 mm)	2,688 (68,275 mm)
Substituto	2,980	6,990	5,000 (127,000 mm)	2,313 (58,750 mm)
Prensa	0,410	4,010	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
Válvula de flotación	0,770	3,600	4,750 (120,650 mm)	2,313 (58,750 mm)
Prensa	0,750	2,830	4,750 (120,650 mm)	2,125 (53,975 mm)
Válvula de flotación	0,670	2,080	4,750 (120,650 mm)	2,313 (58,750 mm)
Reducción	1,410	1,610	4,750 (120,650 mm)	2,250 (57,150 mm)
Trépano PDC - Boquillas: 5 x 14/32" (11,113 mm)	0,210	0,210	6,125 (155,575 mm)	N/A

Tabla 1.

Caso # 2 y Caso #3 - BHA

Elemento	Longitud [m]	Longitud acumulada [m]	Diámetro exterior [pulg]	Diámetro interior [pulg]
Collar de flotación	0,540	9,200	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Casing corto	7,160	8,660	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Collar de flotación	0,540	1,500	5,000 (127,000 mm)	4,156 (105,562 mm)
Trépano de PDC - Boquillas: 5 x 14/32" (11,113mm)	0,960	0,960	6,125 (155,575 mm)	N/A

Tabla 2.

Caso #1: BHA convencional como se detalla en la tabla 1 con tubería de perforación de diámetro exterior (OD): 3,5", 13,3 lb/pies.

Caso #2: conjunto de fondo (BHA) para perforación con *casing*, como se detalla en la tabla 2, con una sarta de perforación de 5".

Caso #3: en este caso, el conjunto de fondo es el mismo que en el Caso #2. La sarta de perforación será una combinación de *casing* de 2100 m, 5", 20,8 lb/pies y tubería de perforación de 990 m con un diámetro exterior de 3,5", 13,3 lb/pies.

Los tres casos se compararán a diferentes caudales (velocidades de flujo) con el objetivo de analizar las implicancias de los diversos factores en el cálculo de la BHCP.

Comparación y resultados

Determinación de BHCP (presión de circulación de fondo de pozo)

Al trabajar con la técnica de perforación con presión controlada, la contrapresión en superficie es el primer parámetro usado para el control de la presión del pozo, ya que es fácil de aplicar y tiene una rápida respuesta. Al trabajar con un circuito cerrado, la relación entre la presión en superficie y la presión en el fondo del pozo (BHP) es lineal. En un gráfico de Profundidad *versus* Presión (Figura 1), un aumento de la presión en superficie genera un desplazamiento horizontal de la curva de presión. Esto también implica una mayor densidad de circulación equivalente (ECD) a una profundidad somera que puede generar pérdida de fluidos en formaciones con baja presión de poro.

Desarrollo de Yacimientos de Gas y Petróleo | Exploración | Análisis de Economía y Riesgos | Evaluación, Auditoría y Certificación de Reservas y Recursos



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

Oficina
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAO Bs. As., Argentina

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



Estructuras metálicas:

Las estructuras se calculan de acuerdo al pedido o necesidades del cliente, estudiándose cada situación en particular por nuestro grupo de ingenieros.



Esta sección cuenta con una importante flota de vehículos propios, destacándose desde plataformas elevadizas y camiones con grúas, hasta una grúa torre de 36 mts. de alto.

Las estructuras se realizan en acero inoxidable o de acero al carbono y son entregadas galvanizadas en caliente o pintadas.

Pueden ser del tipo reticulado o alma llena, empleando cualquiera de los distintos tipos de perfiles encontrados en el mercado, ya sean laminados, conformados o plegados.

Piletas de acumulación para perforación:

Pileta sobre patín:

- Capacidad de 60 o 70 m³.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.

Pileta auto transportable:

- Capacidad de 80 m³ o 500 BBL.
- Sistema hidráulico integrado para izaje frontal.
- Manifold diseñados de acuerdo a la necesidad del cliente.
- Tratamiento superficial interior: Arenado + Pintura Epoxi.
- Tratamiento superficial exterior: Arenado + Pintura Epoxi + Pintura Poliuretánica.
- Indicador de nivel.
- Bocas de acceso superior y laterales.
- Escalera interior y exterior.
- Barandas tubulares rebatibles.



Colón, Entre Ríos, Argentina

Tel.Fax.: (03447) 42 3475 / 42 3553

www.metalurgicaalbate.com.ar

Sucursal Neuquén

Ing. Martín González - Tel. (0299) 15 5286035

martin@metalurgicaalbate.com.ar



Otro factor que permite cambios en la presión en el fondo del pozo (BHP) es el caudal, ya que modifica el perfil de la presión de fricción del espacio anular. Con una sarta de perforación convencional y fluidos monofásicos no siempre es factible lograr la BHCP deseada modificando las velocidades del flujo, porque la sección anular es más grande y tiene un bajo perfil de presión de fricción del espacio anular. Además, las variaciones en la velocidad del fluido tienen algunas restricciones y un margen de aplicación limitado, debido a los requisitos mínimos de limpieza de pozo.

La dependencia de la presión BHCP y del caudal se muestra en la figura 2. Como ya se mencionó, en las operaciones de perforación el caudal se encuentra limitado por las velocidades mínimas de limpieza y por los parámetros de perforación óptimos, estrechando las posibles ventanas para el control de flujo. Sin embargo, como se muestra en la figura 2, para los casos #2 y #3, la variación de la BHCP es mayor que en el Caso #1 considerando el mismo cambio en el caudal. Esto permite determinar que

Caso 1. Ventana de operación. BHCP@250gpm (946 L/min)

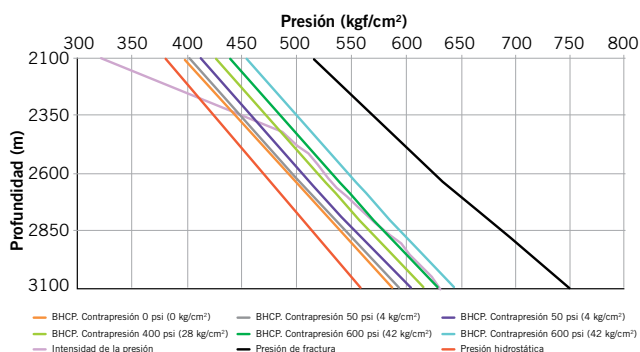


Figura 1. Caso #1, análisis de BHCP y SBP.

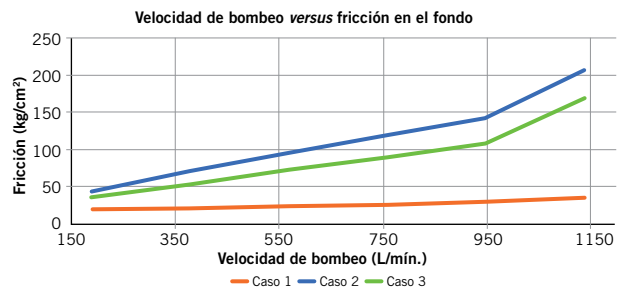


Figura 2. Variación de la presión de fricción del espacio anular con el caudal.

mientras perforamos con *casing* (CwD) podemos realizar cambios significativos en la BHCP con cambios mínimos de caudal sin comprometer los parámetros de limpieza del pozo y de perforación.

Perfil de la velocidad anular de fluidos

Las figuras 3, 4 y 5 muestran los diferentes perfiles de velocidad de fluidos en el espacio anular. El cambio en la velocidad depende de la sección anular y a efectos de garantizar una limpieza efectiva de un pozo vertical se debería lograr una velocidad mínima de 50 m/min.

Los datos de simulación muestran que con la sarta de perforación convencional se necesita un mínimo de 170-180 gpm para lograr una limpieza efectiva. Por su parte, en el Caso #2 con una sarta de revestimiento, la velocidad de limpieza se logra con 100 gpm; sin embargo, el caudal de perforación final dependerá de los requisitos hidráulicos y del trépano.

En el Caso #3, el punto crítico se ubica en la reducción (*crossover*) entre el *casing* y la tubería de perforación en la sección del pozo entubado con una reducción del diámetro exterior de la sarta de perforación.

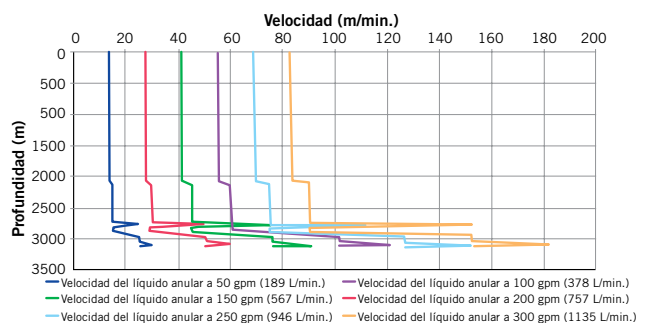


Figura 3. Caso #1, perfil de velocidad.

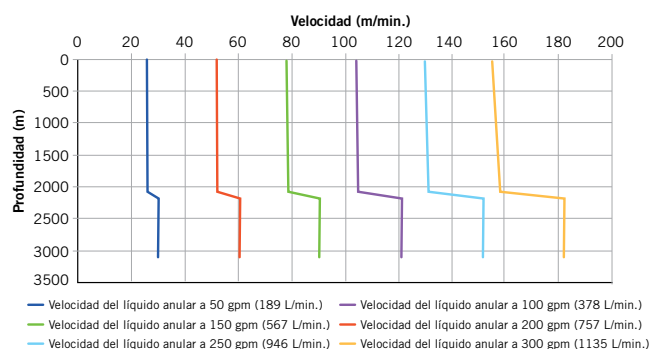


Figura 4. Caso #2, perfil de velocidad.

3M Ciencia.
Aplicada a la vida.™

Cascos 3M™ H-700

Tecnología global de 3M
ahora hecha con
la **pasión** Argentina

Con más de 60 años y una amplia experiencia produciendo en el país, comenzamos a fabricar elementos de protección personal de última generación en nuestras plantas industriales en Hurlingham, invirtiendo en un Laboratorio de Ensayos que nos permite garantizar los más altos estándares de calidad.



Proveedor
Minero Nacional
Homologado



Evaluated por



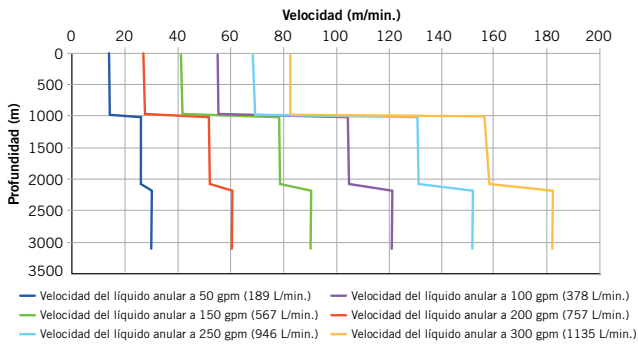


Figura 5. Caso #3, perfil de velocidad.

Al comparar los diferentes perfiles, queda claro que las velocidades mínimas en la perforación con *casing* se pueden lograr a caudales más bajos, lo que implica menores requisitos de superficie y la posibilidad de usar tuberías MPD y equipos con un diámetro interior más pequeño.

Presión de fricción del espacio anular y caudal

En los tres casos (Figuras 6, 7 y 8), el gradiente de pérdida de presión depende de los diámetros de la sarta de perforación. Podemos ver un comportamiento análogo si usamos diferentes densidades de flujo en cada sección de la sarta de perforación.

En el Caso #1 se observa un cambio importante en el gradiente entre las pérdidas de presión en el BHA y en la tubería de perforación. Sin embargo, al comparar la AFP total con los casos de perforación con *casing* (CwD), estos

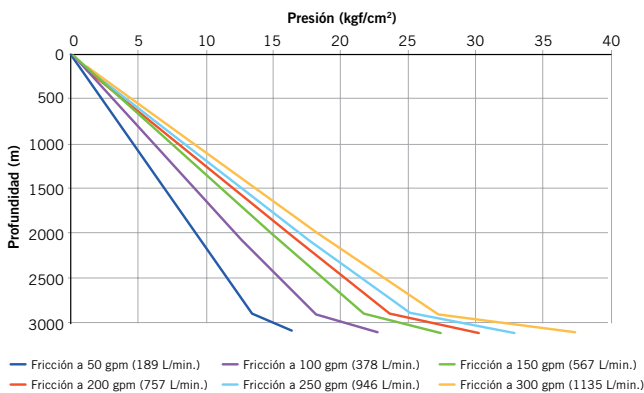


Figura 6. Caso #1, perfil de presión de fricción del espacio anular.

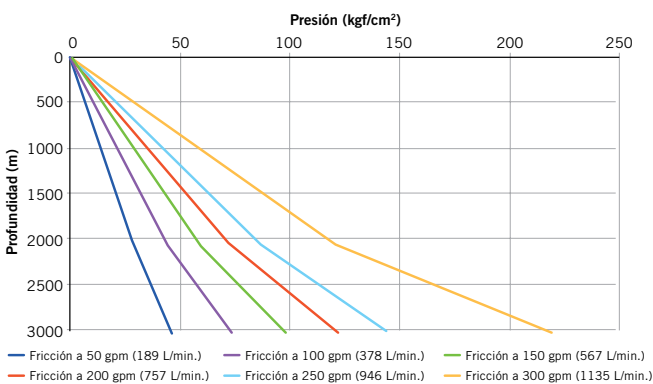


Figura 7. Caso #2, perfil de presión de fricción del espacio anular.

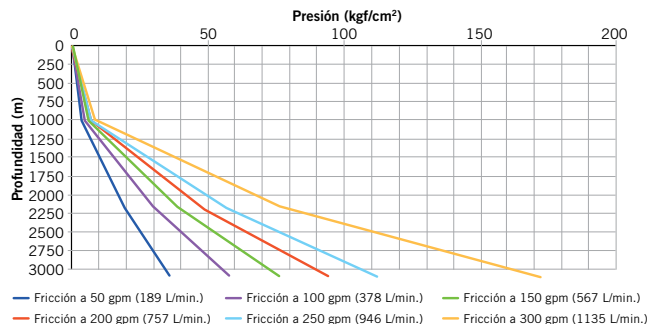


Figura 8. Caso #3, perfil de presión de fricción del espacio anular.

tienen poca importancia en la presión total de circulación del fondo de pozo (BHCP).

En el Caso #2, el gradiente de la AFP es similar tanto en las secciones no entubadas del pozo como en las secciones entubadas. Además, hay un aumento exponencial en la AFP total por encima de los 200 gpm.

En el caso #3 es posible comparar los diferentes gradientes de AFP generados en cada sección de la sarta de perforación con un cambio sustancial entre la tubería de perforación y la sarta de revestimiento, lo que permite observar la importancia de cada sección en la BHCP. Además, hay un aumento significativo cuando el caudal supera los 200 gpm.

Ventana de operación

Finalmente, con los datos de la simulación, se genera un perfil de presión BHCP a efectos de estimar las presiones de poro y de fractura y de analizar la ventana de operación de la perforación.

En el caso #1, la BHCP muestra condiciones de desbalance para los diversos caudales, por lo cual es necesario aplicar una contrapresión en superficie para lograr una condición de desbalance controlado o para generar la suficiente presión en el fondo del pozo, BHP, a fin de evitar cualquier influjo (Figura 1).

En los casos #2 y #3 se puede lograr la condición de sobre-balance sin aplicar la contrapresión en superficie. En el caso #2, esta condición se logra con un caudal superior a los 100 gpm; y en el caso #3, con un caudal por encima de los 200 gpm.

Conforme al análisis de la figura 2, el perfil de presión ayuda a programar anticipadamente diferentes regímenes de flujo a efectos de lograr la condición deseada del pozo, que puede estar desbalanceada, balanceada o sobre-balan-

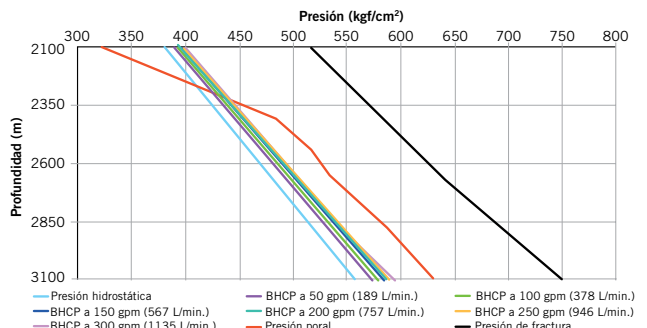
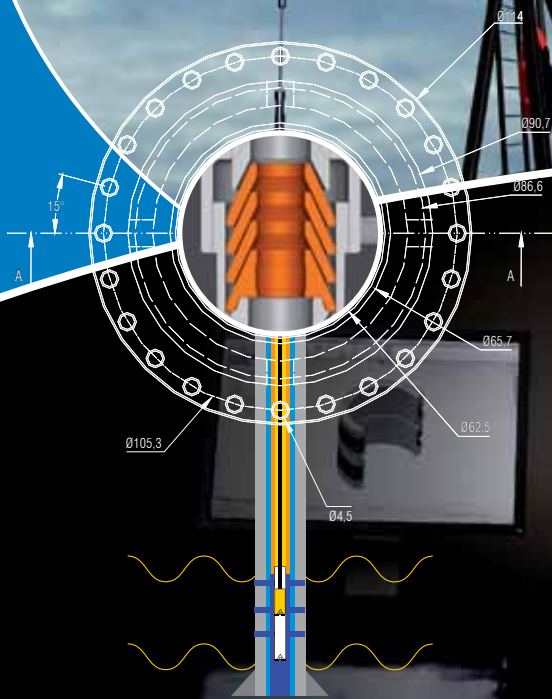


Figura 9. Caso #1, ventana de operación de la perforación.

Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.legos.pablomagne.com.ar



Bivortek Ingeniería®

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

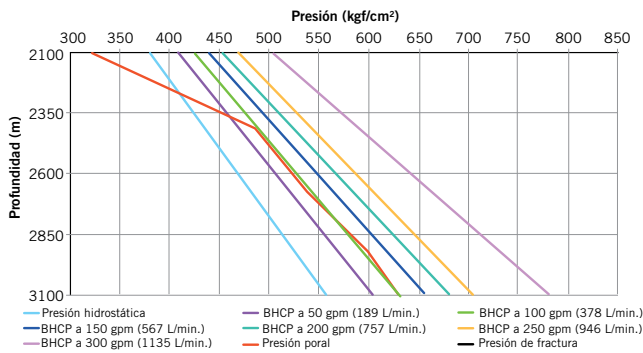


Figura 10. Caso #2, ventana de operación de la perforación.

ceada. En los casos donde se aplica la técnica CwD, dentro del margen de limpieza óptima existen diferentes posibles caudales que permiten abordar los distintos escenarios de presión.

Mediante un análisis de la información se puede determinar la importancia del caudal al realizar una operación combinada de perforación MPD y CwD:

1. Cualquier cambio en los caudales genera mayores pérdidas de fricción que aquellas generadas con una sarta de perforación convencional.
2. La perforación en ventanas estrechas y una disminución pequeña del caudal puede llevar a una condición de desbalance, generando un influjo no deseado y, por consiguiente, un aumento del caudal que puede resultar en pérdidas de circulación.

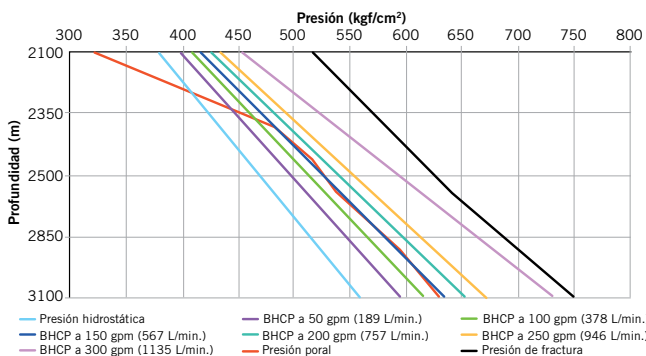


Figura 11. Caso #3, ventana de operación de la perforación.

Presión constante en el fondo del pozo: conexión

Cuando se perfora utilizando la técnica de perforación MPD con presión de fondo constante (CBHP, por sus siglas en inglés) es necesario compensar la ausencia de presión AFP durante las conexiones o cuando la bomba se encuentra parada por otro motivo, generando así la suficiente presión en superficie para garantizar una constante condición de presión en el fondo del pozo o BHP.

En el Caso #1, la contrapresión en superficie (SBP) que se necesita para caudales óptimos es relativamente baja al compararla con los valores de presión anular del cabezal rotativo. Esto permite la compensación de la contrapresión estática en superficie, aun en aquellos casos donde la SBP está cerca del valor máximo de presión dinámica del dispositivo de control rotativo (RCD), ya que existe un

margen de presión extra en condiciones estáticas.

En los casos #2 y #3 el escenario es completamente diferente. La perforación con las técnicas combinadas MPD y CwD permite trabajar con SBP dinámica a un valor de cero o lo más bajo posible; sin embargo, cuando las bombas no están funcionando, la SBP estática alta necesaria para compensar puede exceder las capacidades de presión del cabezal. Aunque esta situación se revierte rápidamente una vez establecida la circulación, es posible que se necesite cerrar la válvula de prevención de reventones (BOP) para mantener la presión dentro de los límites de seguridad del cabezal rotativo.

Caso #2 - Perforación con casing (CwD)

Profundidad del trépano [m]	Caudal [gpm] (l/m)	AFP [psi] (kg/cm²)
3100,000	100 (379)	1003 (71)
	150 (568)	1356 (95)
	200 (757)	1699 (119)
	250 (946)	2037 (143)

Tabla 3. Presión AFP a profundidad total del pozo.

En la tabla 3 se muestran las diferentes contrapresiones en superficie, necesarias para compensar las presiones AFP para cada caudal en el Caso #2.

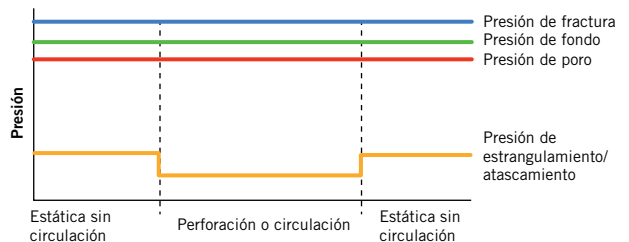


Figura 12. Presión constante en el fondo del pozo, estática y dinámica.

En el ejemplo, la figura 13 compara los perfiles de presión del Caso #2 entre una condición de perforación con un caudal de 150 gpm y una condición estática. Conforme a los datos de simulación, para mantener la presión BHP durante la conexión se necesita una contrapresión SBP de 1356 psi, igual a la AFP para la velocidad de circulación dinámica.

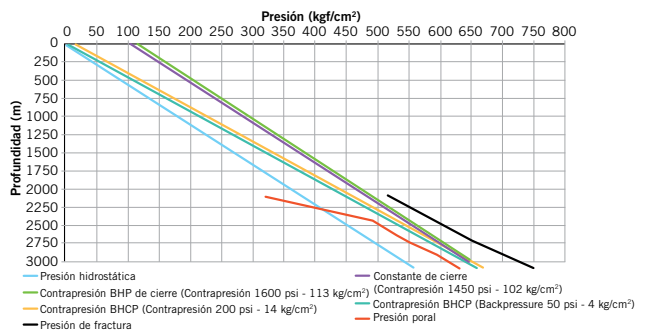


Figura 13. Ejemplo de una conexión de presión del fondo del pozo constante.

Como se observa en la figura 13, el déficit de AFP durante la conexión puede resultar en un influjo desde la formación y un posible escenario de control de pozo.

Como se aprecia en las operaciones CwD, una AFP alta implica una SBP estática alta, limitadas por la máxi-

ma presión admisible del cabezal rotativo. Es fundamental realizar un análisis completo de la ventana de operación para establecer un procedimiento de conexión/parada de la bomba (procedimiento de cierre escalonado) a fin de cerrar el pozo de manera rápida y segura cada vez. En aquellos casos donde se necesite utilizar la BOP durante las conexiones, se recomienda aumentar la densidad del fluido para lograr una mayor presión hidrostática y evitar una SBP alta.

Parámetros de perforación con casing

Durante el desarrollo de la técnica combinada MPCD, una velocidad de penetración (ROP) alta producirá un aumento de recortes en el espacio anular que puede generar empaquetamientos en el espacio anular. Cuando ocurren estos eventos, se pierde momentáneamente la circulación y desaparece la presión de fricción. Bajo esta condición, puede ocurrir un influjo sobre el empaquetamiento y se podrá ejercer una sobrepresión debajo del mismo.

Los parámetros de perforación deberían monitorearse atentamente. Los síntomas de la formación de *empaquetamientos* se visualizan con el aumento simultáneo de la presión en la bomba, WOB, torque y ROP (Figura 14).

La práctica recomendada cuando ocurre un empaquetamiento en el espacio anular de manera repetida es detener la perforación y realizar una circulación para limpiar el pozo y descargar el exceso de recortes de perforación en el mismo pozo. Una vez retomada la perforación, se deberían mantener parámetros controlados para evitar este tipo de incidente.

Matriz de control de la técnica combinada MPCD

Para las operaciones MPD y en el caso de perforación bajo balance (UBD, por sus siglas en inglés) se necesita crear una matriz de control. En cambio, en el caso particular de MPCD, hay algunos aspectos extra que se deben tener en cuenta.

Conforme a lo mencionado en los párrafos anteriores, la perforación con *casing* supone un espacio anular reducido en secciones entubadas y no entubadas. Esto significa que cualquier volumen de influjo representará una gran pérdida de presión hidrostática comparado con el mismo volumen si se utilizase la sarta de perforación con-

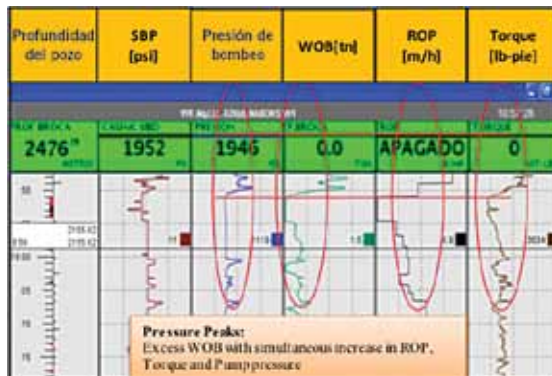


Figura 14. Parámetros de perforación durante la formación de empaquetamientos en el espacio anular.



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

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



INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

MATRIZ DE CONTROL

Casing intermedio: OD= 7" (177,8 mm) / ID= 6,276" (159,410 mm).

No entubado: 6,125" (155,575 mm).

Perforación con casing= OD= 5" (127,000 mm) / ID= 4,156" (105,562 mm).

Peso del lodo= 1800 kg/m³

Influjo [m ³]	SBP dinámica [psi]	SBP estática [psi]	Decisión
	SBP dinámica >800 psi (56 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Proceder con perforación controlando parámetros estables
	SBP dinámica >800 psi (56 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Proceder con perforación controlando parámetros estables; cerrar BOP durante conexión y evaluar el aumento del peso de lodo para reducir SBP estática
>2m ³ en un ciclo de circulación	800 psi (56 kg/cm ²) >SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Evaluar la reducción de SBP dinámica (aumentar peso del lodo, caudal o combinación de ambos)
	800 psi (56 kg/cm ²) >SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Evaluar la reducción de SBP dinámica (aumentar peso del lodo, caudal o combinación de ambos). Cerrar BOP en las conexiones
	SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126 kg/cm ²)	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP a valores planificados.
	SBP dinámica>1000 psi (70 kg/cm ²)	SBP estática >1800 psi (126,553 kg/cm ²)	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP a valores planificados.
>2m ³ en un ciclo de circulación	Cualquier SBP dinámica	Cualquier SBP estática	Detener la perforación. Circular el pozo y reducir SBP e flujo a valores planificados.

Tabla 4. Ejemplo de matriz de control de la MPCD.

vencional. Además, se reduce el tiempo de circulación a velocidad de perforación y, en consecuencia, también se reduce el tiempo de viaje del influjo hacia la superficie.

El ejemplo de la tabla 4 representa una Matriz de Control creada para un pozo como lo muestra el Caso #3.

Consideraciones para la implementación de la matriz de control de la MPCD:

1. La matriz es una guía que representa diversos escenarios posibles de control de pozo.
2. La matriz debería evaluarse para cada pozo en particular, teniendo en cuenta el volumen de influjo máximo por manejar, los equipos en el lugar, las densidades de flujo y las presiones de formación estimadas.
3. Para calcular el influjo máximo tolerable, se consideran separadamente el gas puro o el petróleo puro.
4. Es posible cambiar la técnica UBD; sin embargo, el control de la presión (bombas y SBP) tiende a ser di-

fícil por las variaciones continuas producidas por la generación de cortes. Asimismo, los influjos de gas y petróleo viajan más rápido en una sección anular pequeña y ocupan un espacio anular mayor generando una disminución de presión hidrostática y una situación exigente para mantener la presión de circulación en el fondo del pozo (BHCP) y el control de presión.

Ventajas de la combinación de técnicas

En primer lugar, las operaciones CwD y MPD ayudan a reducir el tiempo improductivo (NPT) y a su vez mejoran la seguridad. Se eliminan los viajes de tubería (*tripping in/out*) en el pozo, limitando los efectos de pistoneo/golpe de ariete (*swab/surge effects*) y los riesgos relacionados con el control del pozo durante los viajes.

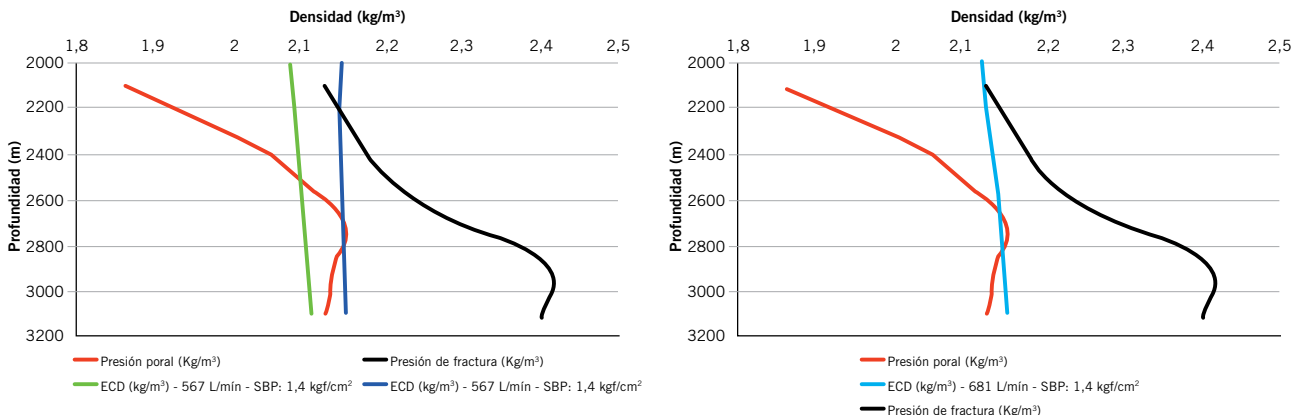


Figure 15. El cambio en el gradiente de presión permite una ventana estrecha de operación de perforación.

Además, la combinación de tecnologías amplía el margen de las ventanas de operación poral que pueden perforarse y abre la posibilidad de aumentar la profundidad del casing o quizás eliminar un casing intermedio. En el ejemplo que se muestra en la Figura 15, se realiza una comparación para el Caso #2 con dos caudales diferentes. Como se puede apreciar, los incrementos en la AFP, cuando se perfora con casing, cambian el perfil de presión posibilitando la perforación a través de una ventana estrecha que de lo contrario se encontrará con un escenario de influjo/pérdida.

En segundo lugar, las operaciones de cementación en ventanas de operación estrechas también se benefician con este enfoque. Una vez alcanzada la profundidad total (TD), no es necesario ahogar el pozo para completar las tareas de cementación; la cementación con presión controlada se realiza mediante el ajuste de la BHCP en las distintas profundidades de influjo/pérdida, ejerciendo la contrapresión en superficie adecuada a efectos de mantener la densidad de circulación equivalente dentro de la ventana de operación.

Conclusiones

La combinación de tecnologías se presenta como una solución clave para mejorar la eficiencia operativa y la seguridad. Es fundamental continuar la revisión de los procedimientos operativos de la técnica MPD para incluir todos los escenarios de perforación, futuros y exigentes, y poder así anticipar y manejar los posibles riesgos operativos.

El desarrollo de nuevos procedimientos y la curva de aprendizaje de la experiencia contribuirán con la difusión de las ventajas a aquellas áreas nuevas y continuarán la mejora de esta aplicación.

Agradecimientos

Agradecemos a Weatherford por la autorización para publicar este trabajo técnico. Asimismo agradecemos a muchos de los miembros de Weatherford que han contribuido con el éxito de este trabajo.

Glosario

MPD: Perforación con presión controlada
CwD: Perforación con casing
MPCD: Combinación de técnicas MPD y CwD

UBD: Perforación desbalanceada

BHCP: Presión de circulación en el fondo del pozo

BHP: Presión en el fondo del pozo

AFP: Presión de Fricción del Espacio anular

SBP: Contrapresión en superficie

ECD: Densidad de Circulación Equivalente

ROP: Velocidad de penetración

WHP: Presión en cabeza de pozo

RCD: Dispositivo de control rotativo

Referencias

UBD & MPD Glossary (Glosario UBD y MPD) del IADC, diciembre 2011.

Casing while drilling (Perforación con casing), Manual de Perforación del IADC, 12 Edición, 2014



Del Plata Ingeniería S.A.
Empresa de ingeniería y servicios con más de 30 años de experiencia en ejecutar **PROYECTOS**, fabricar **PRODUCTOS** y brindar **SERVICIOS**.

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

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

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

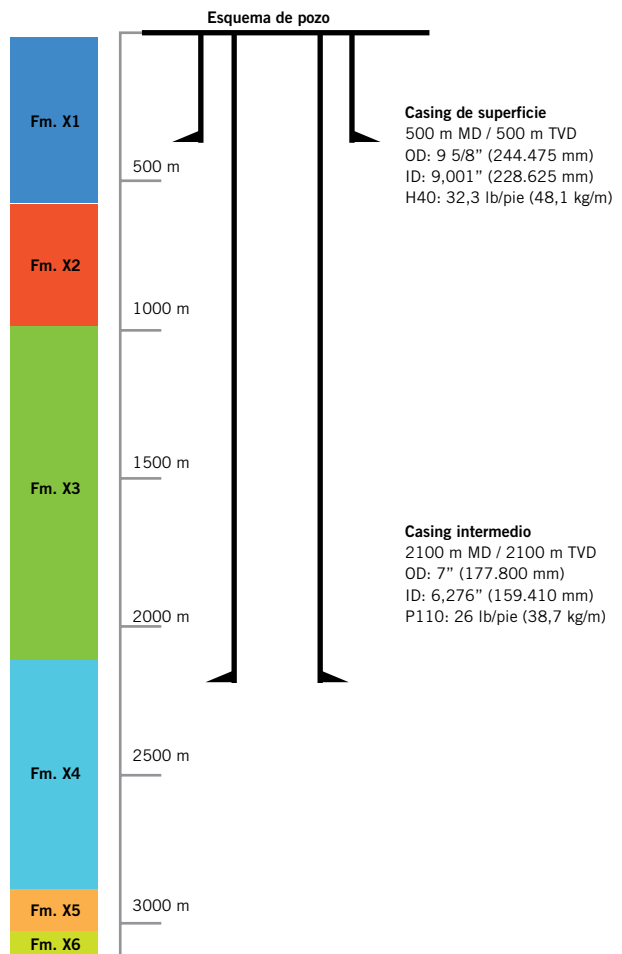
MONITOREO EQUIPOS DE TORRE
Perforación - Workover - Pulling
Registro - Monitoreo - Perf. Automático
Registrador Electrónico - WITSML

Del Plata Ingeniería S.A. - +(54 223) 481 6969 - Mar del Plata, Argentina
Neuquén - Comodoro Rivadavia - Río Gallegos - Río Grande
www.dpisa.com.ar - info@dpisa.com.ar

Medina, J. & Krasuk, R. (13 de abril de 2015). *Cementing Operation in Underbalanced Casing Drilling: A Successful Case History in an Unconventional Shale Reservoir in Argentina* (Operación de cementación en perforaciones con casing desbalanceadas: un caso de éxito de un reservorio no convencional de shale en Argentina).



Propiedades del lodo	
Tipo de lodo	Lodo a base de aceite (OBM)
Profundidad	3000 m MD / 3000 m TVD
Temperatura de la línea de flujo	48 °C (321,15 °K)
Densidad / temperatura	1800 kg/m ³ / 40 °C
Temperatura reológica	65,5 °C (338,65 °K)
L600	74 lbs/100pies ² (35,43 Pa-seg)
L300	43 lbs/100pies ² (20,59 Pa-seg)
L200	29 lbs/100pies ² (13,86 Pa-seg)
L100	20 lbs/100pies ² (9,58 Pa-seg)
L6	9 lbs/100pies ² (4,31 Pa-seg)
L3	7 lbs/100pies ² (3,35 Pa-seg)
Viscosidad plástica	31 Cp (0,031 Pa-seg)
Límite de fluencia (<i>yield point</i>)	12 lbs/100pies ² (5,75 Pa-seg)
Relación petróleo / agua	93% / 7%
Petróleo / agua (% por volumen)	63% / 5%
Sólidos corregidos (% por volumen)	31%



Apéndice

Ejemplo de datos de pozo

Presión de formación estimada

Fm.	Profundidad [m]	Presión de poro [psi]	Profundidad [m]	Presión de fractura [psi]
Fm. X4	2293	6000 (422 kg/cm ²)	2100	7330 (515 kg/cm ²)
Fm. X4	2440	7100 (499 kg/cm ²)	2500	8600 (605 kg/cm ²)
Fm. X4	2735	7800 (548 kg/cm ²)	2700	9200 (647 kg/cm ²)
Fm. X5	2850	8300 (584 kg/cm ²)	2850	9800 (689 kg/cm ²)



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar



CONTRERAS



Estudio integrado para **solucionar** **la estabilidad** durante la perforación y terminación en Cañadón Amarillo (Mendoza)

Por *Raúl Alejandro Varela, Gabriel Berkovi y Francisco de Borja Latorre Lafont*, YPF S.A.

En este trabajo se describen los problemas de abandono de pozos por aprisionamientos y de cementación durante la terminación de pozos, lo cual motivó un análisis integrado de los eventos de perforación, terminación y mecánica de rocas para comprender su comportamiento durante la perforación.

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.



El área Cañadón Amarillo se encuentra al norte de la Cuenca Neuquina, provincia de Mendoza. En los últimos años esta zona presentó un aumento en la actividad de perforación, que trajo aparejado problemas de abandono de pozos por aprisionamientos y problemas de cementación en las formaciones de interés durante la terminación.

Estos problemas motivaron un análisis integrado de los eventos de perforación, terminación y mecánica de rocas para comprender el comportamiento durante la perforación y poder generar las recomendaciones a fin de mejorar las prácticas de perforación y terminación.

En Cañadón Amarillo hay pozos con diferentes objetivos geológicos que integran el Grupo Cuyo, es decir, una unidad compleja de carbonatos, arcillas y sedimentos evaporíticos. Este Grupo está compuesto por las formaciones Bardas Blancas, Los Molles y Lajas. Otras formaciones productoras son Barda Negra, compuesta por carbonato naturalmente fracturado; finalmente la formación más productiva del área es Tordillo, compuesta por arena con diferentes características sedimentarias.

En este artículo se presentan el flujo de trabajo, los resultados y los beneficios del proyecto llevado a cabo para el entendimiento y la resolución de los problemas de perforación y terminación.

La primera fase del proyecto consistió en dos procesos paralelos, por un lado, la recopilación de información realizada por ingenieros de perforación donde se analizaron los eventos de perforación y terminación; y por el otro, la compilación de registros de pozos y la confección de modelos geomecánicos unidimensionales (1DGM) para cada pozo estudiado. La calibración final de estos modelos se basó en los eventos de perforación y peso de lodo utilizado; integrando la información de cada pozo se obtuvo el modelo más representativo para el área Cañadón Amarillo.

La segunda fase del proyecto fue la recomendación y la validación del modelo. La recomendación se basó en la “ventana” de lodo de perforación y posición de las cañerías de terminación. La validación del modelo consistió en verificar que la densidad del lodo de perforación utilizada se encontraba en el rango de densidad propuesto y que la terminación del pozo mejoraba respecto de la normalmente utilizada. A su vez, se sugirió la adquisición de registros completos para la actualización de los modelos, la caracterización de reservorio y la optimización de terminación.

Una vez validado el modelo de perforación se aplicó al desarrollo del campo, lo cual redundó en grandes ahorros en los costos de perforación y terminación.

Aprisionamientos

El incremento de la actividad de perforación en el área Cañadón Amarillo (Figura 1) debido a la demanda de energía en el nivel nacional causó problemas operativos, como aprisionamientos, pérdidas de fluidos de perforación y resistencias en los pozos y en algunos de ellos se llegó a su abandono.



Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto.

Debido a la frecuencia en la pérdida de pozos se propuso la realización de un análisis de geomecánica y eventos de perforación, el cual en principio ayudaría a comprender los motivos de las pérdidas de tiempo operativas (NPT) en los pozos y, en consecuencia, la pérdida de algunos pozos.

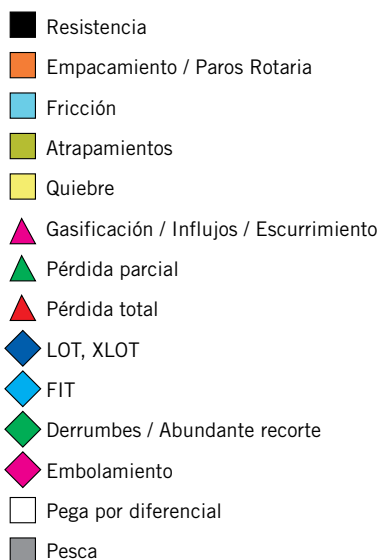


Figura 2. Símbolos de eventos/riesgos para el modelo geomecánico.

Además una problemática planteada al grupo de estudios fue la terminación, ya que la calidad de la cementación de las formaciones Bardas Blancas y Lajas es baja, y se debió intervenir para repararla, lo cual afectó la productividad.

Para ello se presenta la evaluación realizada sobre la calidad de cementación y la forma en que se abordó la problemática y se recomendó y aplicó la misma.

La última y no menos importante de las problemáticas que se presentaron en el desarrollo de este proyecto fue la selección del tipo de trépanos para los pozos de Cañadón Amarillo, lo cual se presenta en un último apartado junto con la evaluación realizada y los resultados obtenidos.

Para el entendimiento de la problemática se decidió llevar a cabo un estudio en fases. Estas fases consistieron en

la recolección de información, la categorización de la información, la compilación, el relevamiento de los eventos de perforación, la terminación de pozos y los cálculos geomecánicos. Los parámetros geomecánicos, representativos de lo ocurrido en cada pozo perforado sobre la base de un único modelo geomecánico, se calibraron según la información relevada por perforación. Y la propuesta y posterior actualización de los modelos para la confirmación o mejora del modelo pre perforación.

La fase 1 consistió en el análisis de los eventos de perforación y terminación; la compilación de eventos de perforación relevantes para geomecánica se basa en riesgos asociados a la pérdida de tiempo (NPT) por la interacción con la roca; por ejemplo, pérdidas parciales o totales, apriamientos de la sarta, influjos de gas en la columna de lodo y derrumbe de la formación, entre otros (Figura 2).

Para la terminación se releva el estado mecánico de cada pozo de correlación y se evalúa la profundidad de asentamiento de las cañerías, esto permite evaluar históricamente el análisis realizado para la toma de decisión de la posición de cada zapato y los problemas asociados a la perforación posterior.

Los modelos geomecánicos unidimensionales (1DGM) de los pozos de correlación se basan en cálculos de los parámetros elásticos, la resistencia de roca y los esfuerzos a partir de registros continuos de pozos. Los principales registros utilizados son Sónico Compresional (DT), Sónico de Cizalla (DTS) y el registro de densidad de roca total (RHOB), así como la interpretación petrofísica, rayos gamma (GR), resistividad (RES), caliper (CAL) e imagen de pozo en caso de existir.

El flujo de trabajo (Figura 3) se compone de tres pasos principales, donde se analizan los pozos de correlación con sus modelos correspondientes, y se recomienda la ventana de lodo operativa y segura para perforación, así como las recomendaciones de maniobras para las operaciones donde se detectaron la mayor cantidad de riesgos.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com




NUESTRO DESAFÍO TAMBIÉN ES TRANSFORMAR LA REALIDAD.

Asumimos el compromiso de llevar a cabo los negocios y actividades a través de una gestión integrada, ética y transparente, manteniendo buenas relaciones, promoviendo los derechos humanos y la ciudadanía.

Cuidamos el entorno, optimizando el uso de los recursos naturales y de la energía y también afianzando nuestros vínculos con las comunidades. Contribuimos a su desarrollo con programas que buscan mejorar la calidad de vida.

En la industria somos líderes en la rendición de cuentas sistematizada y periódica de la gestión de la responsabilidad social y sustentabilidad.

Conocé más de Petrobras Argentina en la sección **COMPROMISO** de www.petrobras.com.ar

BR PETROBRAS

el desafío es nuestra energía

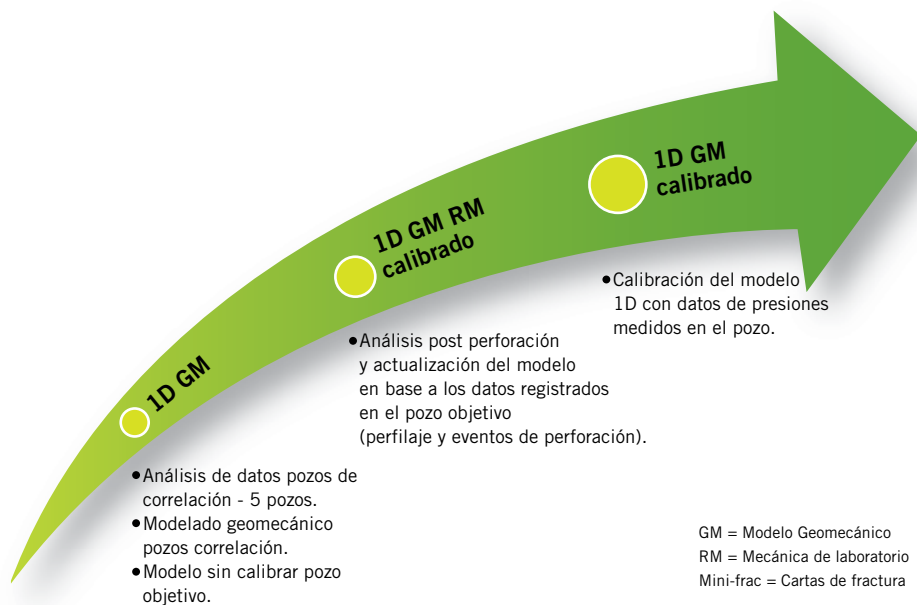


Figura 3. Flujo de trabajo modelo geomecánico para la estabilidad de perforación.

Luego se realiza la calibración del modelo basado en los perfiles originales del pozo objetivo, esto permite asegurar que el modelo geomecánico preperforación se ajusta al modelo con perfiles reales y con los eventos operativos del pozo objetivo.

Finalmente se realiza la calibración del modelo geomecánico (1DGM) con los ensayos de presión del pozo, cartas de fractura y ensayos geomecánicos de laboratorio en caso de existir. Todo este modelo se calibra indirectamente con el análisis de derrumbes del pozo y el estado del calíper asociados a los esfuerzos cercanos al pozo.

La fase 2 consta de la realización de la propuesta de perforación y terminación. Del análisis realizado en la fase 1 se obtiene una ventana de lodo operativa preperforación, esta predicción presenta un grado de incertidumbre que depende del grado de información de los pozos de correlación.

La ventana de lodo propuesta consta de las curvas en gramos/litros de presión poral, la falla por cizalla, el mínimo esfuerzo principal y la presión de rotura de la formación a pozo abierto. También se adjuntan las densidades de lodo mínima y máxima recomendadas para la perforación segura y estable del pozo.

Una vez perforado el pozo, se procede al perfilaje con las herramientas recomendadas para la posterior actualización de la ventana de lodo y recomendación de terminación.

Desarrollo

Fase 1

Eventos de perforación y terminación

Se relevaron los eventos de perforación y la terminación correspondiente de seis pozos de correlación representativos del pozo objetivo.

Los eventos de perforación de mayor presencia y relevancia son las tracciones y resistencias, y en segundo lugar, las pérdidas parciales y algunas totales.

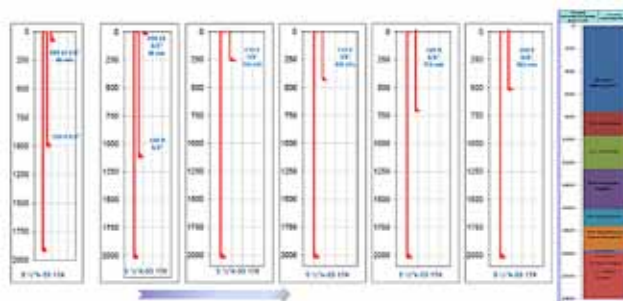


Figura 4. Análisis de posición de cañerías en los pozos analizados.

El estado mecánico de los pozos de correlación (Figura 4) demuestra la variación de profundidades a la hora de asentar las cañerías de aislamiento. Esto se debe a los diferentes objetivos de perforación.

Modelos geomecánicos unidimensionales 1DGM

Se realizó el modelo para cada uno de los pozos de correlación. El modelo geomecánico consiste en los cálculos de los siguientes parámetros:

- Propiedades elásticas
 - Módulo de Young
 - Relación de Poisson
 - Módulo de Cizalla
 - Módulo de compresibilidad
- Resistencia de roca
 - Resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS)
 - Resistencia a la rotura por tensión
 - Ángulo de fricción interna
- Presión poral
 - Presión poral normal
 - Sobrepresión en arcillas
 - Presión en zonas productivas
- Esfuerzos principales



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

ZOXI®

Protective Coating

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

- Dirección de esfuerzos horizontales
- Cuantificación de sobrecarga
- Cuantificación de esfuerzos horizontales
- Análisis de falla
 - Presión de falla por cizalla
 - Presión de rotura

Para la correcta caracterización de los parámetros descriptos, se realizó la mecánica estratigráfica de los pozos, luego se calcularon las propiedades elásticas dinámicas obtenidas con los perfiles de pozo, sísmico compresional y cizalla, y registro de densidad. Para la inversión del dato dinámico a estático, se utilizó la petrofísica de cada pozo. Para los valores de resistencia de roca, se usaron correlaciones de la literatura según el tipo de roca analizada, utilizando la mecánica estratigráfica, en este caso, arena, arcilla y carbonato. Cabe aclarar que al momento del estudio no existen ensayos de geomecánica de laboratorio para la calibración de los parámetros elásticos y de resistencia de roca.

La sobrecarga, es decir, el peso de las formaciones con respecto a la profundidad, se calculó integrando el perfil de densidad total de formación. Los pozos de correlación tienen registros de densidad de formación a partir de los 500 m de profundidad en promedio, para el resto del tramo sin registros se realizó una curva de densidad sintética extrapolada a la superficie.

La densidad extrapolada se expresa con la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \rho_{GF} + A_o (TVD - AG)^\alpha$$

Donde

- ρ_b Densidad de la formación [g/cm³]
- ρ_{GF} Densidad en la superficie [g/cm³]
- TVD TVD [m]
- AG Capa aire (Air Gap)
- Ao y α Parámetros de ajuste

Una vez que se tienen los registros de densidad completos para cada pozo, se obtiene la sobrecarga a partir de la ecuación integral de la densidad con respecto a la profundidad, con la siguiente ecuación:

$$S_v = \int_{Z=1}^{Z=n} \rho dz$$

La estimación de los valores de presión poral se realizó usando los registros de sísmico compresional, ajustándola con los valores de densidad de lodo y eventos de perforación como gasificaciones e infuljos.

Se utilizó una presión poral normal de 0,433 psi/ft, y la ecuación de Eaton para las arcillas. Se compuso una presión poral para cada uno de los pozos, utilizando los mismos parámetros de Eaton y ajustes, teniendo un modelo de presión poral consistente para todos los pozos analizados.

Para el cálculo de esfuerzos se utilizaron las ecuaciones de poro elasticidad isotrópica:

$$\sigma_h = \alpha P_p + \frac{\nu}{1 - \nu} \cdot (\sigma_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1 - \nu^2} \epsilon_h + \frac{E \cdot \nu}{1 - \nu^2} \epsilon_H$$

$$\sigma_H = \alpha P_p + \frac{\nu}{1 - \nu} \cdot (\sigma_v - \alpha P_p) + \frac{E}{1 - \nu^2} \epsilon_H + \frac{E \cdot \nu}{1 - \nu^2} \epsilon_h$$

Finalmente, se realizó el análisis de falla por pozo, que permitió la calibración indirecta del modelo geomecánico para Cañadón Amarillo.

El análisis de falla se utilizó para terminar el ajuste de los parámetros calculados previamente, que representan de la mejor manera los eventos ocurridos en el pozo durante las etapas de perforación y de completación.

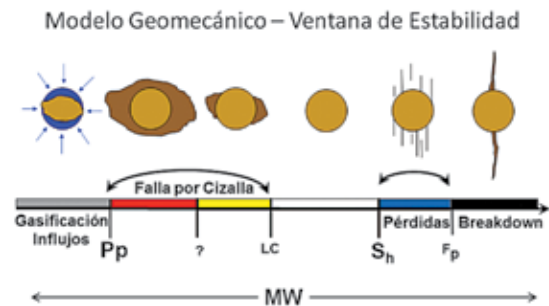


Figura 5. Definición ventana de estabilidad.

Petrollier

Servicios de Consultoría
Excelencia en Evaluación de Formaciones
 40+ años de experiencia en la Industria

- Evaluación e interpretación de registros de pozo
- Areniscas arcillosas, litologías complejas, tight, shale, etc.
- Reevaluación de áreas y estudios para licitaciones
- Experiencia regional

Carlos Ollier
 Nelson Ollier

www.petrollier.com
 contact@petrollier.com
 Tel: +54 11 4792 3190



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

INGENIERÍA Y CONSULTORÍA [E]

PROYECTOS EPC [EPC]

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [O&M]



www.tecna.com

En la figura 5 se muestran los estados de estabilidad y de seguridad de un pozo, la escala de lodos está representada en lodo equivalente. A continuación se describe cada tipo de evento.

Zona de influjos: área gris. Un peso de lodo por debajo de los límites de esta curva permitirá la entrada de gas o hidrocarburo al pozo, de esta forma se generan grandes eventos de influjos de gas, debido a que la presión poral presenta niveles superiores al peso de densidad de lodo.

Zona de falla por Cizalla: áreas amarilla y roja. Depende del nivel de daño o de ovalización. El límite rojo corresponde al comienzo del colapso de la roca que está relacionado con el mínimo peso de lodo que previene los eventos de falla por cizalla.

Zona estable: área blanca es la zona estable y segura de perforación. Esta zona evita todo tipo de riesgos, tanto la presión poral y las fallas por cizallas, así como las pérdidas parciales y totales de lodo.

Zona de pérdidas (fracturas naturales): área azul. Representa el menor límite donde las fracturas naturales pre-existentes pueden ser abiertas por la presión ejercida por la columna de lodo permitiendo al fluido de perforación fluir en la formación (pérdidas parciales). Esta zona es el valor del gradiente de fractura.

Zona de fractura (fracturas inducidas): área negra. Esta zona se alcanza cuando el peso de lodo supera la resistencia a la tensión de la roca permitiendo la formación de fracturas inducidas que se propagarán dentro de la formación con la posibilidad de generar pérdidas totales.

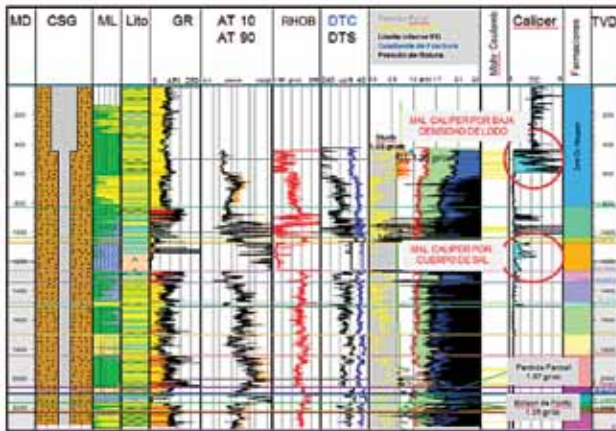


Figura 6. Análisis geomecánico y ventana de lodo - Pozo #1.

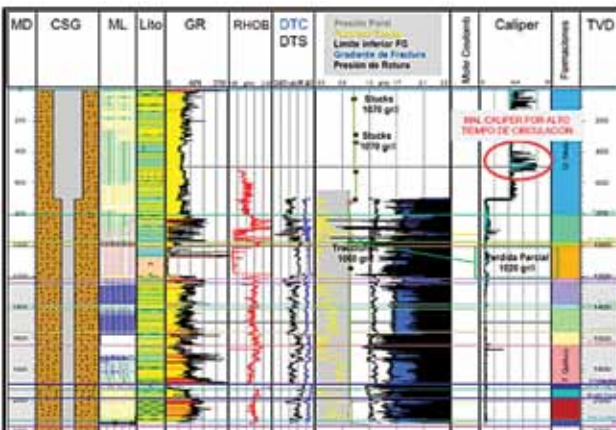


Figura 7. Análisis geomecánico y ventana de lodo - Pozo #2.

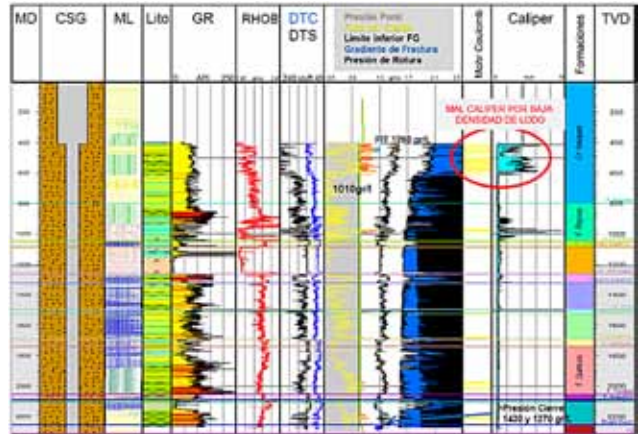


Figura 8. Análisis geomecánico y ventana de lodo - Pozo #3.

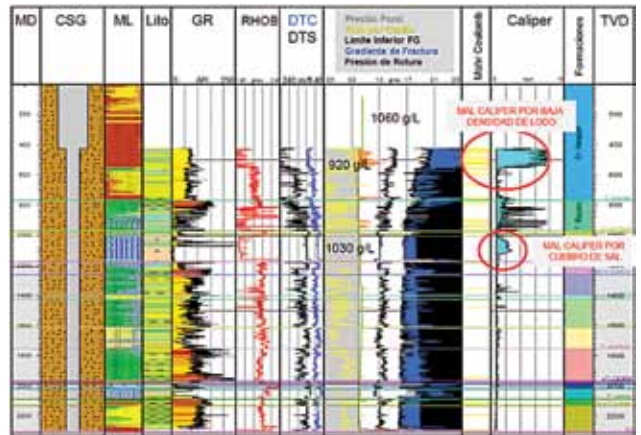


Figura 9. Análisis geomecánico y ventana de lodo - Pozo #4.

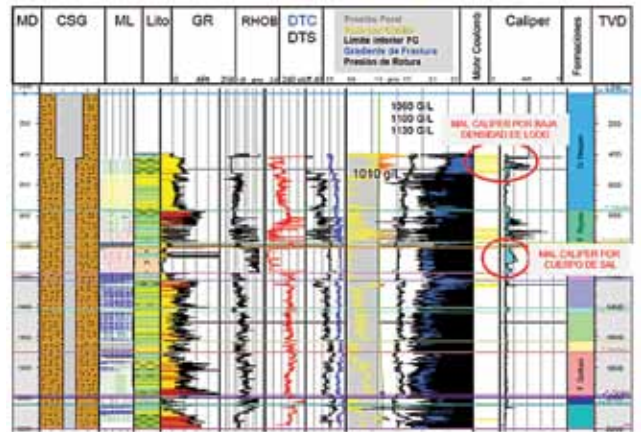


Figura 10. Análisis geomecánico y ventana de lodo - Pozo #5.

El estudio de geomecánica completo de cada pozo con su análisis de falla correspondiente se presenta en las figuras 6, 7, 8, 9 y 10.

Fase 2

Propuesta de perforación y terminación

La propuesta de perforación para el pozo objetivo (Figura 11), presenta la densidad de lodo recomendada y planificada para la perforación del pozo objetivo.

AXION

ELEVADORES & HIDROGRÚAS



La línea más moderna del mercado en Hidroelevadores & Hidrogrúas.



AXION es una empresa comprometida con la Calidad.

YouTube f

0800 555 0202
www.axionlift.com

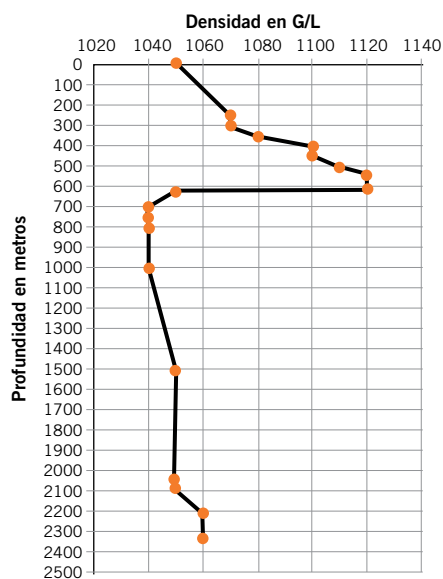
Capacitación

Servicio Post Venta

Buenos Aires | Neuquén | Córdoba

San Francisco, Córdoba - Argentina | axionlift@axionlift.com





Plan vs. real

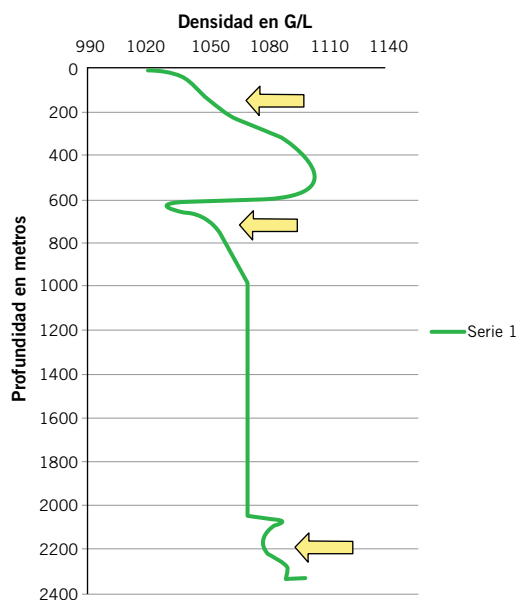


Figura 11. Densidad Planeada versus Densidad Real.

La ventana de lodo propuesta consta de las curvas en gramos/litros de presión poral, falla por cizalla, mínimo esfuerzo principal y presión de rotura de la formación a pozo abierto. También a la misma se adjuntan las densidades de lodo mínima y máxima recomendada para la perforación segura y estable del pozo.

La planificación de la perforación se sustentó en el modelo desarrollado y consistió de los siguientes pasos:

1. Perforar con trépano PDC 12 1/4" y un estabilizador (1/16" menor) un portamecha de distancia a trépano hasta los 400 m.
2. Maniobra de calibre en los 200 m.
3. Hasta los 300 m lodo bentonítico, luego lodo inhibidor.
4. Maniobra de calibre luego de los 400 m para retirar estabilizador y luego perforar liso hasta los 610 m.
5. Control de muestras de *cutting* cada 30 m (fotos con escala, figura 12 y figura 13).
6. Aplicación de curva de densidades.
7. Densidad (550-600 gpm).
8. Colocación de direccional luego de los 1200 m si hay tendencia a desviación.

Tramo guía de muestras de *cuttings*

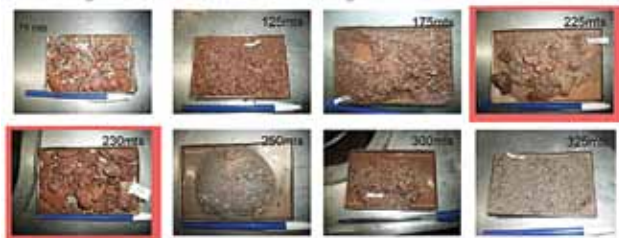


Figura 12. Muestras de derrumbes y recortes de pozos de correlación para el análisis morfológico de derrumbes de formación.

En cuanto al lodo para el tramo guía se programó en dos tramos:

- De superficie a 300 m lodo bentonítico con adición de hidróxido de calcio (para minimizar la incorporación de arcillas reactivas, lubricantes y tensioactivos),

Tramo guía de muestras de *cuttings*



Figura 13. Muestras de derrumbes y recortes del pozo objetivo para el análisis morfológico de derrumbes de formación en tiempo real.

comenzando con densidad de 1040 g/l y terminando con 1080 g/l hasta los 300 m.

- El segundo tramo, de 300 m a 610 m, se realiza un incremento de la densidad desde 1080 g/l hasta 1120 g/l adicionando a la base ya utilizada Marpac Gold HV, Biodrill y Marcat.

El esquema de pozo final se presenta en la figura 14 con una guía 9 5/8" a 610 m de profundidad vertical y un *casing* de 5 1/2" a profundidad final de 2300 m aproximadamente.

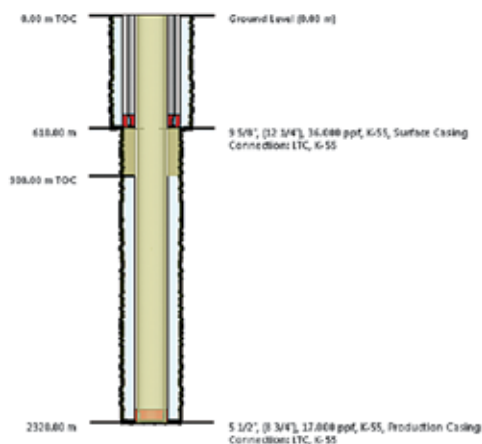


Figura 14. Estado mecánico programa en base a geomecánica.

FR

SORPRÉNDASE CON SERVICIOS Y TEJIDOS
WORKWEAR DE CALIDAD SUPERIOR



WORKWEAR

CEDRO TEXTIL



Workwear Cedro añade más comodidad y seguridad al profesional. Workwear Cedro es tecnología, innovación y exclusividad.

Visite workwear.cedro.com.br y aproveche la oportunidad de utilizar nuestro servicio digital para creación y personalización de sus propios uniformes.

PERFORMANCE Y TECNOLOGÍA

- Protección al arco eléctrico y fuego repentino.
- Más fiabilidad
- Único con tecnología PROBAN
- Único con certificado Oeko Tex

Diseño de lechadas de cementación en pozos profundos

Un problema frecuente en el yacimiento Cañadón Amarillo fue la calidad en la terminación, ya que la cementación en los pozos más profundos no presentaba buena calidad. En el siguiente apartado se detallan los cambios realizados en las lechadas de cementación, los cuales contribuyeron a mejorar los resultados de los perfiles para corroborar la integridad del pozo al momento de ser estimulados en la etapa de terminación. Estos cambios disminuyeron las reparaciones antes de ser fracturados además de reducir costos y aumentar la producción de los pozos de Cañadón Amarillo.

A continuación se detallan los cambios y el análisis para la obtención de mejores resultados en las cementaciones de pozos de Cañadón Amarillo profundos (2300 metros MD). Estos pozos deben ser cementados en dos etapas debido al bajo gradiente de fractura de la zona de interés.

Los problemas observados en diversos pozos fueron los siguientes:

Pozo #1. La problemática fue la zona productiva, la cual tiene bajos gradientes de fractura. El pozo se entubó con casing de 7" y al momento de cementar, el espacio reducido entre la pared del pozo 8 3/4" y casing, generó presiones que excedieron las de fractura de las formaciones de interés. Esto llevó a que en próximos pozos se utilizara CSG de producción de Ø 5,5"-17 lbs/ft ayudando a reducir la presión dinámica ejercida durante la cementación.

Pozo #2. El proceso de cementación del tramo aislación ocurrió bajo las condiciones de un lodo degradado. La compañía de cementación aduce en ese momento contaminación de CO₂ en las zonas de formaciones con calizas principalmente de Mulichinco y Barda Negra. En comparación con el pozo #1, hubo circulación en todo momento y no se registraron pérdidas por permeabilidad durante la perforación. Se detectaron zonas sin cemento (Figura 15).

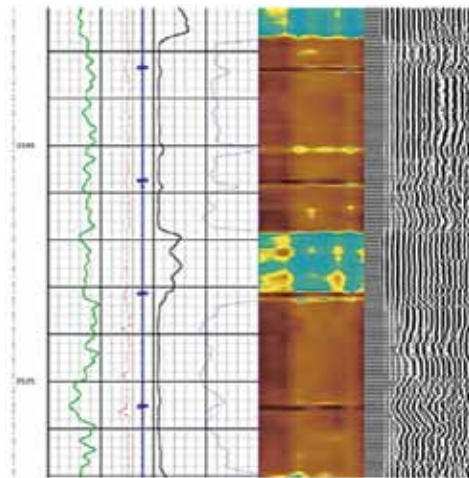


Figura 15. Mala cementación del Pozo #2.

Pozo #3. Para la cementación de la primera etapa se cambió la densidad de la lechada desde 1307 g/l a 1517 g/l. Estos cambios de densidades se concluyeron al ver las presiones de las operaciones de fractura de la formación Barda Negra la cual no coincidía con el gradiente establecido en la prognosis.

Pozo #4. Se utilizan dos lechadas de distinta densidad en la primera etapa. Además, se adiciona Rafaelita, un ma-

terial usado para controlar pérdidas de circulación durante las cementaciones en la industria petrolera. Está compuesto de pequeños granos (malla 8-60) de un hidrocarburo negro, que se obtiene de la naturaleza, conocido como Rafaelita; su incorporación produce una mezcla de menor densidad sin el agregado de agua adicional, debido a que tiene un peso específico muy cercano al valor del agua.

Otro controlador de pérdidas utilizado es el denominado técnicamente *Crassostrea Gigas* (Figura 16) que consiste en conchillas de origen marino de distinta granulometría con el objetivo de taponar las fisuras de las formaciones carbonáticas.

Los volúmenes que se indican surgen del cálculo para lograr equalizar presiones, asumiendo un diámetro de pozo de 9 in y densidades homogéneas tanto dentro como fuera del sondeo, teniendo en cuenta BHA (176 m), HW (55 m) y sondeo (188 m). Esto debe ajustarse según la densidad que alcanzará el colchón preparado con 20 kg/m³ de Marcross que se ubicará en la región anular. El BHA no debe tener motor de fondo, *prodrift* ni estabilizador. Hasta el momento durante la circulación en las maniobras de entubado de pozo nunca ha retornado este producto en zarandas.

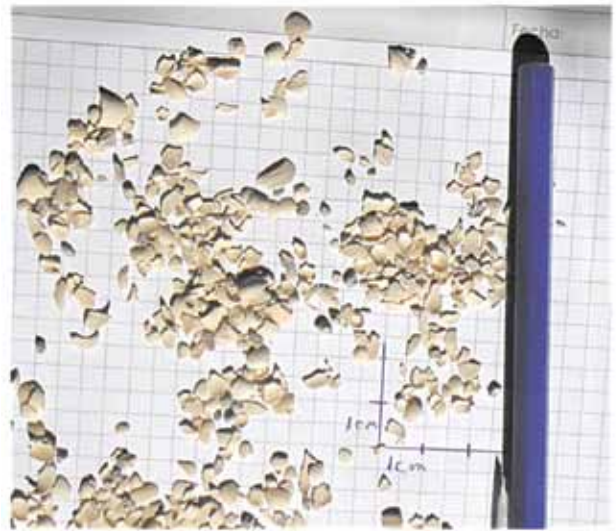


Figura 16. Muestras de *Crassostrea Gigas* aplicado para la mejora de cementación.

Conclusiones

Geomecánica:

- La colocación de la cañería guía a una profundidad tal de manera de aislar el mayor porcentaje de lutitas desmoronables del Grupo Neuquén tuvo un efecto positivo y decisivo en la estabilidad de perforación base agua.
- El análisis de posición de cañerías y de pesos de lodos utilizados fue fundamental para las decisiones a tomar en los diseños pre perforación.
- La toma de información en tiempo real como fotografías de recortes y derrumbes cada una cantidad de metros definida por programa optimiza la mitigación del aprisionamiento por derrumbe.
- Resulta de vital importancia la comunicación entre la cabina de control geológico, ingeniero de lodos, equipo perforador, *company man* e Ingeniería.

LUFKINpart of
GE Oil & Gas

Más **SISTEMAS**
Más **SERVICIOS**
Más **OFICINAS**



Las unidades de bombeo con legendaria calidad y fiabilidad, han sido la reputación de Lufkin por más de 100 años. En esa misma tradición, Lufkin ahora ofrece más sistemas de extracción artificial, más servicios de soporte y más oficinas para brindar servicios alrededor del mundo.

Estas soluciones de ingeniería, atendidas por nuestro experimentado staff, entregan una óptima producción a sus pozos de petróleo y gas.

Ahora más Servicios y Sistemas para reunir sus requisitos:

- Automatización
- Unidades de Bombeo
- Unidades de Bombeo Hidráulicas
- Bombas de Profundidad
- Bomba de Cavidad Progresiva
- Optimización del Producto
- Monitoreo de Pozos
- SCADA
- Plunger Lift
- Bombeo Neumático
- Productos de Completación de Pozos
- Mantenimiento y Reparación
- Capacitación

Escanee aquí para más información del producto



The Energy Flows Through Us®

LUFKIN.COM

Cementación:

- Densidad de la lechada de primera Etapa: 1650-1700 g/l.
- TOC: en la base de la Formación Mulichinco.
- 15% de Rafaelita.
- Utilización de *Crassostrea Gigas*.

Trépanos:

- No hay formaciones duras, utilización de cortadores de 19 mm en trépanos (figuras 17 y 18).

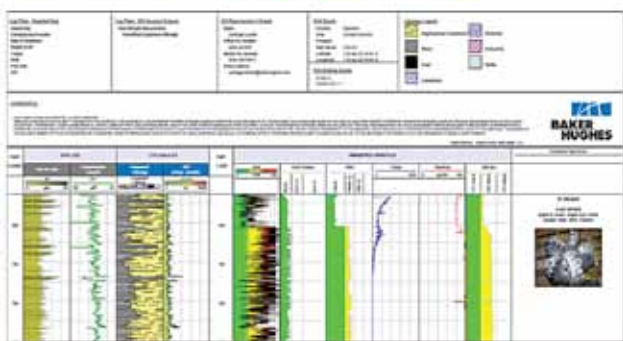
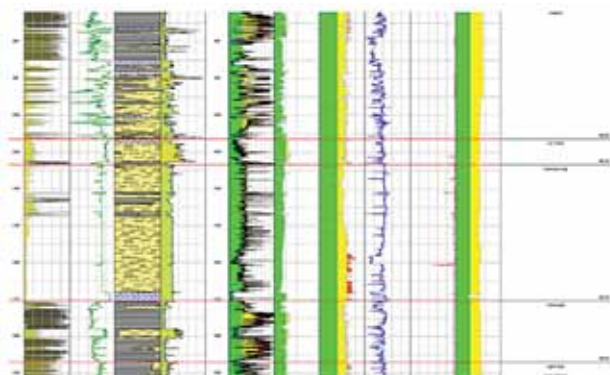


Figura 17. Análisis de compresibilidad acústica por formación en donde se muestra que las formaciones no son duras.

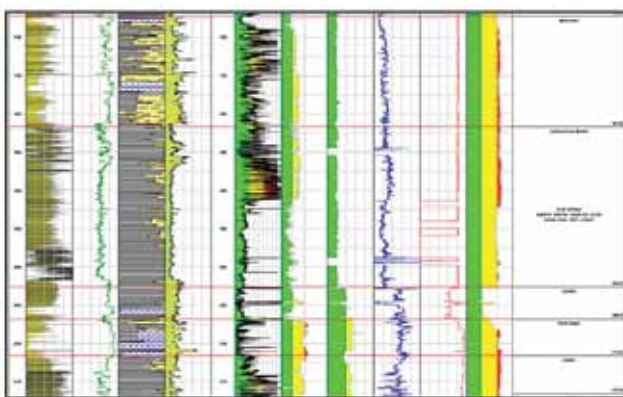


Figura 18. Análisis de compresibilidad acústica por formación en donde se muestra que las formaciones no son duras.

- Seguimientos continuos de parámetros de perforación, WOB, ROP, Caudal, RPM.
- Sin restricción de peso en trépano. No se registraron inclinaciones mayores a 6°.
- El incremento de ángulo se da en las Halitas principalmente de la Formación Huitrin – Troncoso superior (1000-1200 m).

Otras conclusiones:

- Ahorros de costos de estudios geomecánicos tercerizados.

- Integración del grupo de estudios y perforación generando conocimientos adquiridos para la compañía y la consolidación de la información.
- Mejora en los tiempos de perforación y terminación (Figura 19).

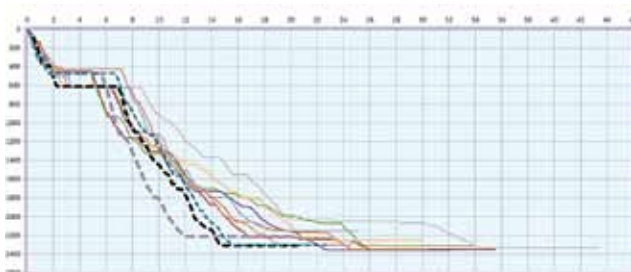


Figura 19. Curva de avance de pozos. En línea punteada los perforados bajo las premisas establecidas.

- Reducción de los costos de perforación y terminación (Figura 20).

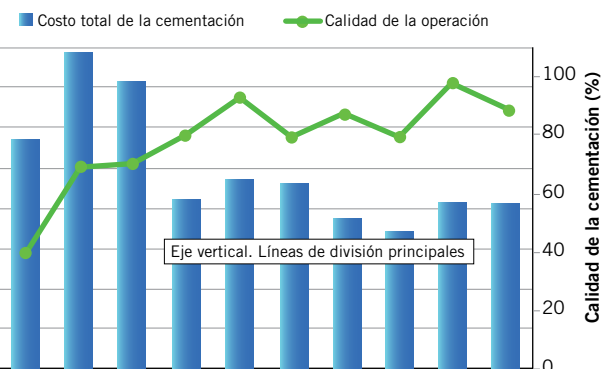


Figura 20. Comparación de costos de cementación y calidad de operación.

- Mejora en resultados de cementación (Figura 21) en los niveles productores usando *crassostrea gigas*.

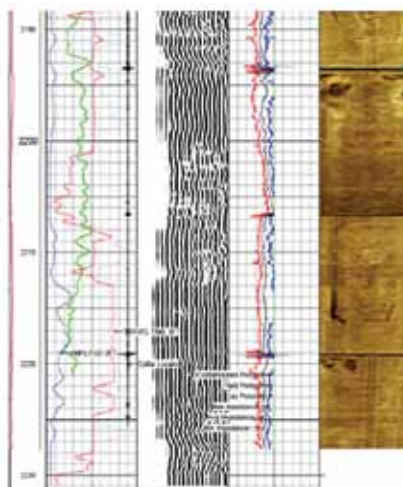


Figura 21. Mejora en la cementación de los pozos en la zona de interés.

Agradecimientos

Los autores agradecen a YPF S.A. por autorizar la publicación parcial del trabajo realizado para el proyecto Cañadón Amarillo, así como las lecciones aprendidas y aplicadas con éxito al proyecto.

¿Necesita disminuir los tiempos de rotación y pesca en instalaciones no convencionales?

Packer semipermanente

 ANGLERFISH®

la solución definitiva para optimizar su completación



ANGLERFISH® - PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

- Recuperable
- Pasaje super amplio
- Diseñado para 15,000 psi
- Fijación wireline

TACKER
solutions

www.tackertools.com


ventas@tackertools.com

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

BASES DE OPERACIONES EN:
RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EEUU
GUATEMALA
BRASIL



Innovaciones en el sistema mwd/lwd de medición y perfilaje en tiempo real durante la perforación

Por *Gabino Velasco*

En el marco de lo aprendido en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, se resumen en este trabajo las últimas innovaciones técnicas de medición durante la perforación.

MWD (Measuring While Drilling)

Ante el brusco descenso del precio del barril de crudo y el consecuente paro de la mitad de los equipos de perforación en los Estados Unidos, la industria de servicios para el *upstream* del petróleo y el gas tomó conciencia de que la clave de su supervivencia está en invertir en nuevas tecnologías dirigidas a la reducción del costo del metro perforado, de manera que una cantidad menor de pozos



Figura 1. MWD (Measuring While Drilling) indicador del la inclinación y la orientación (*acimut*) de la columna perforadora.

resulten improductivos y que se incremente el factor de recuperación de los pozos productivos.

El instrumento de medición en tiempo real MWD de las variables involucradas en la construcción del pozo ha tenido un desarrollo importante en la medición de los parámetros que prolongan la vida del trépano (Figura 1), lo cual permite completar una etapa del pozo con un solo trépano, algo que para el operador significa un importante ahorro. A su vez, si consideramos la posibilidad de medir y transmitir a la superficie por pulsaciones en el bombeo del lodo o por medios geomagnéticos en tiempo real: peso sobre el trépano, torque en el fondo del pozo, movimientos vibratorios en cuatro ejes (tres dimensiones + tiempo), *acimut* e inclinación y la presión en el espacio anular, estamos en condiciones de alcanzar la máxima eficiencia en la perforación eliminando carreras para cambio de trépano e incrementando la velocidad de penetración, que es la variable clave para la reducción del costo de la perforación de los pozos (Figura 2).

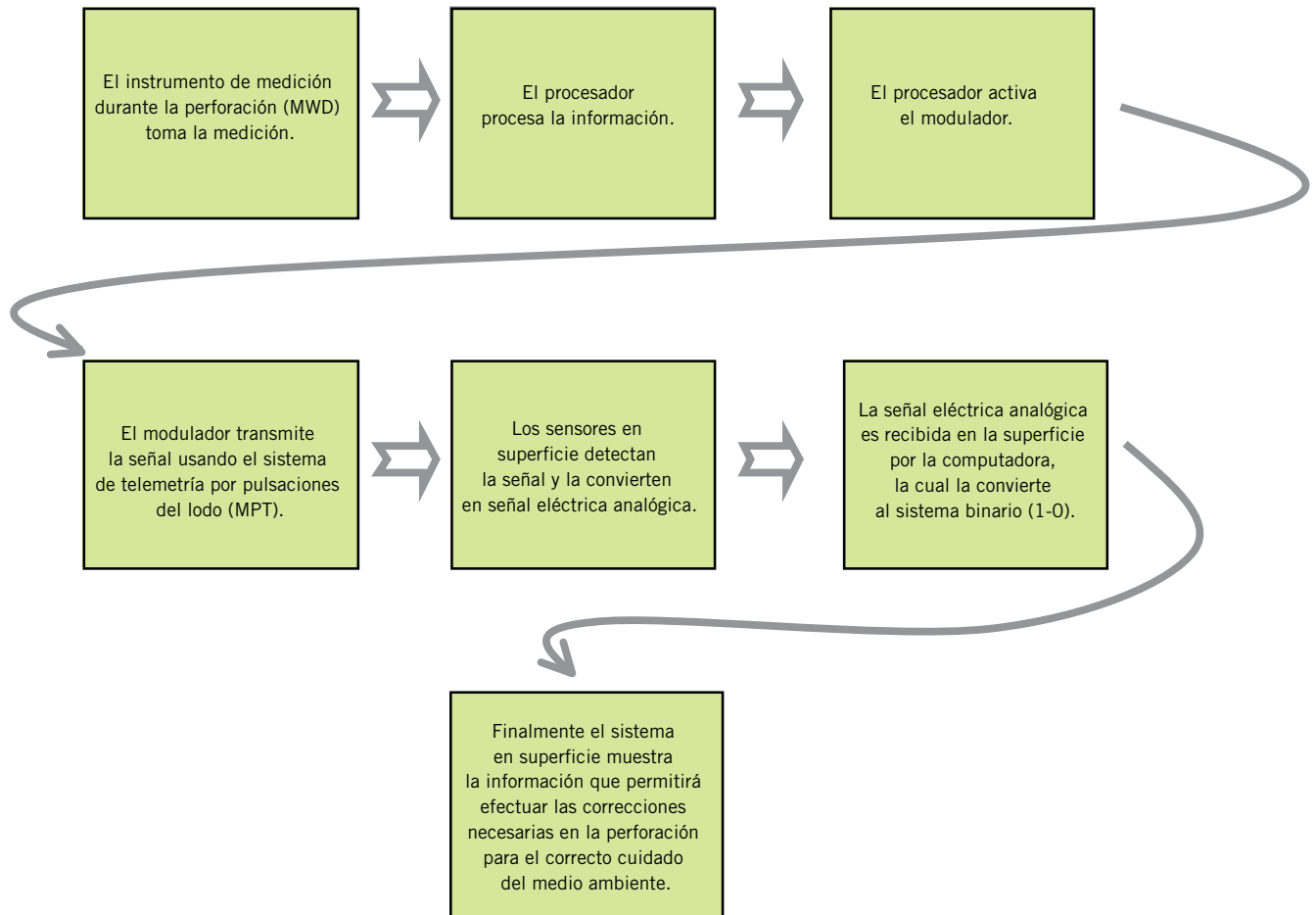


Figura 2. Dinámica de trabajo del sistema MWD de medición de parámetros durante la perforación.

Tipo	Aplicación	Parámetro de medición	Límites operativos
Clinómetro (DMT).	Pozos verticales.	Monitoreo de la inclinación y la temperatura.	Temperatura máxima de operación 150 °C.
Sistema para medición del <i>acimut</i> (AMS).	Pozos verticales.	Monitoreo de la inclinación, la temperatura y el <i>acimut</i> .	Temperatura máxima de operación 150 °C.
Sistema independiente de medición del <i>acimut</i> (SAM).	Perforación con herramienta direccional.	Monitoreo sobre la marcha de la inclinación, la temperatura y el <i>acimut</i> de la herramienta direccional (<i>tool face</i>).	Temperatura máxima de operación 150 °C.
Sistema MWD con pulsos de elevada intensidad.	Pozo con pobre recepción de la señal electromagnética (EM) y alta velocidad de telemetría.	<i>Acimut</i> del pozo, temperatura, <i>acimut</i> de la herramienta direccional (<i>tool face</i>) y perfil de rayos gamma.	Temperatura máxima de operación 150 °C. Si el pozo sufriera pérdidas de circulación, la concentración de material obturante en el lodo no debe superar los 200 kg/m ³ .
Sistema MWD de pulsos electromagnéticos para la medición de <i>acimut</i> .	Pozos con riesgo de enfrentar elevadas pérdidas de circulación, en los cuales se programen lodos de fluidos compresibles y con contenido de material obturante. Con LWD.	Registros de <i>acimut</i> del pozo, temperatura, <i>acimut</i> de la herramienta direccional (<i>tool face</i>) y presión en el espacio anular. Registro en el trépano de perfil de rayos gamma, perfil de rayos gamma acimutal e inclinación del pozo.	Temperatura máxima de operación 150 °C. Si el pozo sufriera pérdidas de circulación, la concentración de material obturante en el lodo no debe superar los 200 kg/m ³ . Utilización de fluidos compresibles o aire como lodo de perforación.
Sistema MWD con registrador LWD para pozos de ambiente hostil.	Pozos HP/HT de alta presión y temperatura (hasta 30.000 psi y 180 °C). Con LWD y telemetría de alta velocidad.	Registros de <i>acimut</i> del pozo, temperatura, <i>acimut</i> de la herramienta direccional (<i>tool face</i>) y presión en el espacio anular. Registro en el trépano de perfil de rayos gamma, perfil de rayos gamma acimutal e inclinación del pozo.	Temperatura máxima de operación 180 °C. Si el pozo sufriera pérdidas de circulación, la concentración de material obturante en el lodo no debe superar los 200 kg/m ³ . Utilización de fluidos compresibles o aire como lodo de perforación. Operar sin presión en el espacio anular.

Tabla 1. Sistemas de medición MWD/LWD durante la perforación.

Los últimos desarrollos en el diseño de la electrónica del MWD han permitido incrementar el rango de temperatura operativa admisible del instrumento en un 20% hasta alcanzar los 200 °C. Su aplicación primordial es la perforación rotativa orientable (RSS-Rotary Steerable System) de pozos HP/HT con el objeto de acceder a reservorios más profundos.

A medida que crece la perforación de pozos de largo alcance ERD (*Extended Reach Drilling*) de hasta 12 km de longitud, resulta imprescindible contar con un MWD capaz de informar el *acimut* de la herramienta direccional (*tool face*) que le permita al ingeniero de perforación direccional confirmar que la herramienta recibió de manera apropiada las órdenes enviadas, y así tener la certeza de que el pozo “aterrizó” en la formación que era el objetivo del sondeo (Tabla 1).

LWD (*Logging While Drilling*)

El perfilaje en tiempo real durante la perforación (LWD) es la tecnología que consiste en bajar al pozo herramientas de perfilaje incorporadas al conjunto de fondo (BHA) de la columna perforadora que fue desarrollada con la finalidad de complementar o sustituir el perfilaje a cable.

El LWD transmite a superficie la información registrada con la misma telemetría utilizada por el MWD. Una lista incompleta de los perfiles disponibles por medio del LWD es la siguiente:



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 870.000 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

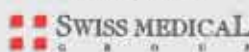
UN SERVICIO DE EMERGENCIA Y PREVENCIÓN INTEGRAL PARA LAS EMPRESAS.



- 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.



con el respaldo de



Contáctenos: 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
0800-444-3226 | www.ecco.com.ar

Perfil de rayos gamma

- Rayo gamma total
- Rayo gamma espectral
- Rayo gamma acimutal
- Rayo gamma cercano del trépano

Perfil de densidad e índice fotoeléctrico

Perfil neutrónico de porosidad

Calibre del pozo

- Calibre acimutal ultrasónico
- Calibre de densidad

Perfil de resistividad

- Atenuación del cambio de fase de la resistividad a diferentes espaciamentos y frecuencias
- Resistividad cercana al trépano
- Resistividad profunda orientada

Perfil sónico

- Inversa de la velocidad de propagación a la compresión
- Inversa de la velocidad de propagación al corte

Imágenes

- Densidad del pozo por imagen
- Resistividad del pozo por imágenes

Ensayo de formación y muestras

- Presión de formación
- Muestras de fluidos

Resonancia magnética nuclear (nmr)

Registro sísmico durante la perforación (SWD)

El instrumento LWD con perfil de Rayos Gamma Acimutal posee un sensor particularmente valioso en el desarrollo de los reservorios no convencionales *shale* debido a que suministra en tiempo real, durante la perforación, imágenes 16 bin que abarcan los 360° del pozo y proveen información mineralógica, la posición estructural de la formación, los contenidos de materia orgánica (TOC) y de arcilla.

La herramienta LWD se puede definir como aquella cuyos perfiles tienen por objetivo principal localizar y evaluar reservas comerciales, posibilitar la identificación de reservorios de producción rentable o de vida productiva prolongada.

También es fundamental la geonavegación (*geosteering*), que utiliza las mediciones en tiempo real para identificar los reservorios buscados y ubicar el pozo en ellos con precisión. Su costo es ventajoso en comparación con el costo del sistema alternativo.

Uno de los últimos desarrollos en esta área es un perfil electromagnético que define una esfera de 61 m de diámetro circundando el pozo, la cual no solamente suministra estas mediciones en forma continua, sino que también decide y ejecuta la navegación para encontrar un "sweet spot" (porción más rentable del *shale*), asimismo permite localizar y evitar estados geológicos riesgosos que pueden causar grandes daños. Recientemente en una operación realizada *offshore* en Brasil, el LWD condujo la perforación a través de tres reservorios que no estaban conectados entre sí y permitió ponerlos en producción con un solo pozo.

Bibliografía

Ghiselin D., "MWD/LWD Advances", Offshore Magazine, August 2015.

Ashley D. K.; Mc Nary X. M. y Tomlinson J. C., *Extending BHA life with multiaxis vibration measurement*, SPE/IADC 67693.

Meaggia F. y R. Cuglia, *Optimización de la perforación de pozos horizontales en Yacimiento de crudo pesado*, II Congreso de Perforación IAPG.

"MWD Systems", Weatherford International.



POTENCIAMOS LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS - EN CUALQUIER PARTE DEL MUNDO

Wärtsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6% de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente.

Lea más en www.wartsila.com

 **WÄRTSILÄ**

 **ENERGY ENVIRONMENT ECONOMY**

 **WÄRTSILÄ**

Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

Materiales Cerámicos de tecnología avanzada para la Industria del Petróleo

Morgan Technical Ceramics (MTC) provee materiales cerámicos, materiales compuestos y aleaciones utilizados en aplicaciones críticas tanto en el upstream como en el downstream.

Nuestro excepcional amplio rango de materiales cerámicos de tecnología avanzada brinda mayores propiedades aislantes, estabilidad dimensional, resistencia mecánica y rigidez. La resistencia de nuestros materiales al desgaste químico y físico, a la corrosión y a temperaturas extremas se adecuan para el uso en ambientes críticos de uso petrolero.



Válvulas de servicio severo
(Nilcra™ Zirconia)

Productos típicos incluyen

- Piezas resistentes al desgaste para bombas de producción de petróleo
- Válvulas, boquillas, obturadores, rodamientos y bolas de Zirconia Nilcra™
- Tubos Alsint 99.7 resistentes a la alta temperatura y al ataque químico
- Productos de Nitruro de Silicio resistentes al desgaste para válvulas de cierre y piezas de sellado
- Rodamientos y sellos de carbono, grafito y carburo de silicio
- Soluciones de unión metal-ceramica
- Sensores y transductores (piezoeléctricos)
- Conectores eléctricos



Revestimiento interno de bombas de barros (Nilcra™ Magnesia Zirconia)



Hidrociclones (Alúmina Deranox® 975)



Completación *rigless* de un pozo horizontal *monobore* de dos tuberías multifracturado: nuevas tecnologías utilizadas

Por **Marcelo Lardapide**, **Marcelo Barroso** y **Marcelo Saravia**
(Madalena Energy Argentina)



En este trabajo se describe cómo la empresa se concentró en el análisis de distintos diseños de pozos horizontales para mejorar la relación costo/beneficio.

Este trabajo fue seleccionado en el 2° Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, 2015.

La necesidad de mejorar sustancialmente la relación costo/beneficio en la construcción de pozos de petróleo en el campo Puesto Morales, Catriel, Río Negro; llevó a la Compañía a pensar en diseños de pozos horizontales que, aun con un costo mayor en la fase de inversión inicial frente a los pozos verticales tradicionales, mejorarían su repago.

De esta manera comenzamos perforando un pozo horizontal, PMN 1117; de diseño tradicional. El pozo se construyó con una cañería de superficie de 9 5/8" @ 299 m, una intermedia de 7" hasta el *landing point* a 1.645 m, donde posteriormente se ancló un *liner* de 4.5" que contenía los *packer's* inflables y los puertos necesarios para realizar las cinco fracturas hidráulicas simultáneas a pozo abierto (2112 m MD –total perforado–). El pozo quedó surgente en su primera fase de producción y luego de algunos meses fue intervenido para bajar la sarta de producción convencional de varillas y bomba. En este primer ensayo confirmamos la factibilidad del proyecto pero con el desafío de mejorar la ecuación.

Dos años después cuando retomamos el proyecto con el desafío de reducir costos, surgió la idea de un pozo tipo *monobore* de solo dos tuberías, para desarrollar las reservas asociadas mediante estos pozos horizontales y multifracturados.

Básicamente, el cuestionamiento fue el siguiente: si en varias de nuestras cuencas se perforan pozos verticales con cañerías de superficie someras y con una gran extensión de pozo que permanece abierto durante mucho tiempo, sin que se altere la calidad de las paredes del hueco, ¿qué pasaría si “dobláramos” ese pozo y lo terminaríamos con una rama horizontal tipo ‘palo de hockey acostado’?



Al madurar la idea nos encontramos con que este tipo de pozos son usuales en Canadá, lo que nos alentó a continuar desarrollándolo, buscando en la bibliografía existente el soporte técnico necesario.

Al trabajar sobre esta hipótesis llegamos al diseño del pozo actual aplicado en el pozo PMS 1135. Una cañería de 9 5/8” más profunda, a 643 m TVD –perforación vertical total– y de allí a perforar *one way* la curva y el tramo horizontal hasta los 2628 m MD / 1380 m TVD con KOP @ 670 m.

Una aclaración importante: el concepto de *monobore* aplica perfectamente al pozo en cuestión aunque está construido en dos diámetros: 7 7/8” @ 1415 m MD & 6 1/8” @ 2628 m MD. La razón es que el primer tramo se reviste con un *casing* de producción estándar de 5.5” y el resto del pozo con uno de 4.5” con sus 13 *packers* inflables y 12 puertos a hueco abierto. La cañería combinada tiene una herramienta singular comercialmente llamada “*SF cementor*” (camisa cementadora de apertura hidráulica) que permite, una vez corrida toda la tubería en el pozo, cementar la curva y dar la correspondiente integridad al mismo.

El campo Puesto Morales, donde se perforó el pozo PMS 1135, se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, 60 km al Sureste de Catriel (Figura 1). El objetivo primario era poner en producción el reservorio de carbonatos (dolomías) llamado Loma Montosa 100 (LM-100) y definir su productividad en un desarrollo horizontal. También delinear la continuidad de ese reservorio.



Figura 1. Ubicación del campo Puesto Morales.

Estratigrafía y ambiente sedimentario

La columna estratigráfica de la cuenca Neuquina se muestra en la figura 2a. La nomenclatura estratigráfica detallada de la Formación Loma Montosa se incluye en la figura 2b.

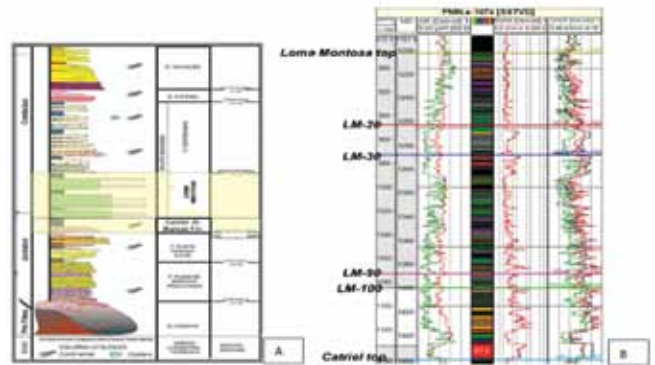


Figura 2. Yacimiento Puesto Morales. Columna estratigráfica general y detalle de la formación Loma Montosa.

Existen dos reservorios principales de hidrocarburos en la Fm Loma Montosa: el intervalo Superior correspondiente a las capas LM 20-LM30, y el intervalo más profundo, identificado con las capas LM93/96, LM100, de unos 8-10 m de espesor cada uno, y limitados en su techo y base por anhidritas de 3-4 m de espesor. Este último se pondrá a prueba en el pozo horizontal propuesto.

La Fm Loma Montosa está relacionada con el intervalo inferior del Grupo Mendoza. Se encuentra compuesta mayormente por rocas carbonáticas (*grainstone*, *packstone*, etc.) frecuentemente dolomitizadas, lo que constituye el reservorio; y evaporíticas (anhidritas) en menor medida, que constituyen los “sellos” del reservorio. También incluye rocas silicoclásticas, como limos y arcillitas calcáreas (Figura 2a).

Presenta una amplia distribución areal, con cambios faciales internos. Regionalmente hacia el Este, grada a depósitos clásticos fluviales y aluviales similares a los del supra yacente Fm Centenario. Al Oeste cambia transicionalmente a un ambiente de plataforma abierta y/o marino más interno. (Fm Quintuco).

Estructuralmente se trata de un gran espolón regional, buzante al sur-suroeste de baja inclinación, lo que hace que el intervalo de interés para navegar tenga un bajo ángulo de 2° o 3°.

La Fm Vaca Muerta, en condiciones de madurez como roca madre, se encuentra al menos 50 km al Oeste de la posición del pozo propuesto (Figura 3).

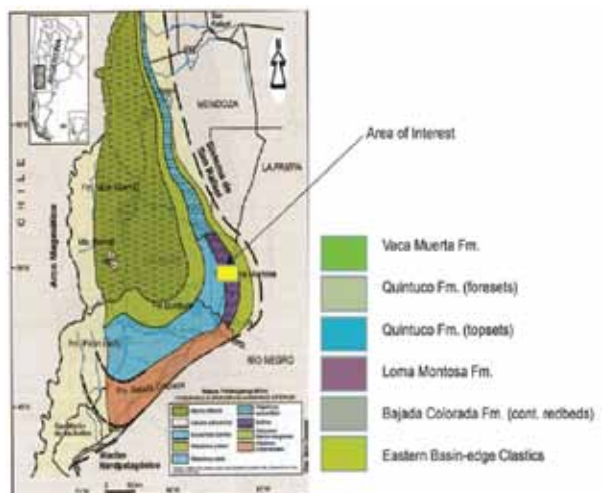


Figura 3. Grupo Mendoza inferior. Relaciones estratigráficas laterales (Leanza et al., 2011).

Nueva línea de Colgadores de coiled tubing

Colgador Recuperable
de coiled tubing para operaciones de

velocity string

la solución definitiva para
incrementar su producción

PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

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

TACKER[®]
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

OFICINA CENTRAL:

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

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
RICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EEUU
GUATEMALA
BRASIL

El reservorio definido como LM100 está limitado en su parte inferior por una anhidrita de 2 m promedio que se corresponde con el techo del intervalo LM104, mientras que el techo de la capa limita con un sello de anhidrita de 4,5 m de espesor. Ambos cuerpos de anhidrita limitan la zona de interés, que se compone internamente de una asociación de facies con capas dolomíticas de alrededor de 8-10 m de espesor (Figura 4). El objetivo principal del PMS-1135 (Hz) es desarrollar las reservas de petróleo probadas en los pozos vecinos correspondientes a las capas LM93/96-LM100 de la Fm Loma Montosa Inferior. Con el fin de alcanzar estos objetivos se propone perforar un pozo horizontal con un TD (total perforado) de 2,600 m (MD –perforación media–).

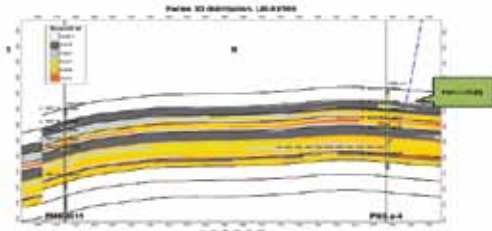


Figura 4. Estructuras del reservorio LM100.

Desarrollo

El pozo se perforó de acuerdo con el esquema de la figura 5, con lodo base agua (estabilizador de lutitas más formato de potasio como inhibidor de arcillas).

- La cañería de superficie fue de 9 5/8" en pozo de 13 1/2".
- A futuro será de 8 5/8" en pozo de 10 5/8".

Tendemos a afinar los diseños futuros en orden de minimizar los costos de construcción.

- La sección superior de producción se construyó para usar tubería que la compañía tenía en stock, esto es el casing de 5.5" x 23 klbsft x P110 TSH Blue. Esta tubería "pesada" ayudó a empujar naturalmente al fondo las herramientas de completación. El diseño también supone el uso de tubing 2 7/8" standard.
- En los próximos pozos usaremos tubería combinada pero de 5"x 18 lbst & 4 1/2" x 13, 50 lbsft con tubing de producción de 2 3/8".

La sección horizontal de 1002 m se construyó con diámetro de 6 1/8" x 4 1/2" x 13,50 lbsft x N80 8RD x para asentar allí los packers a pozo abierto.

El desarrollo direccional fue el siguiente:

- KOP (Packer) a 670 m en Fm. Centenario hasta alcanzar 49° a los 1327 m MD (1290,4 m TVD), DLS 3°/30 m.
- Una tangente de 30 m de 1327 m @ 1357 m en pozo 7 7/8" para colocar allí la bomba mecánica.
- Continuó construyendo con un DLS de 5°/30 m desde 1357 m @1415 m y con 58° inc / 211° Az. Hasta aquí, casing de 5 1/2".
- Maniobra de cambio del DHM (medición del pozo perforado) por el sistema Geopilot (geosteering) de la empresa de servicios más las herramientas de LWD (Logging while drilling: Registros mientras se perfora)

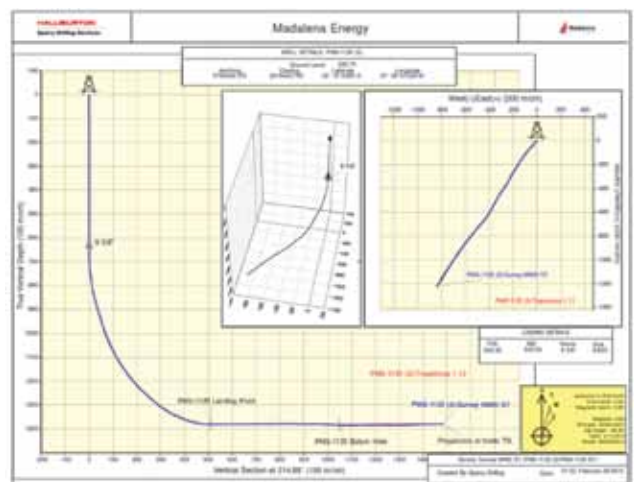
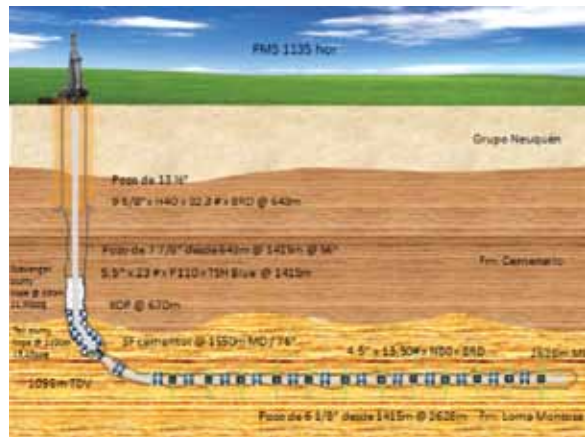


Figura 5. Esquema de perforación del pozo PMS 1135.

(Resistividad Azimutal y Gamma Ray).

- Con trépano de 6 1/8" con DLS máximo de 5°/30 m hasta aterrizaj el pozo en los 1626 m MD, 1384 m TDV @ 90°.
- Desde allí al fondo, en 2628 m MD horizontal.

Una vez alcanzada la profundidad final 2628 m MD, el pozo se calibró con los reamers espaciados de acuerdo con la distancia de los packers open hole por bajar y se corrieron las herramientas de completación (13 packers sobre un casing de 4.5") (Figura 6).



Figura 6. Calibradores del pozo.

1. Se desplazó el pozo a salmuera al 3% de KCL.
2. Se fijaron los packers lanzando una bola de 1.25" y aplicando 2.200 psi durante 30 minutos.
3. Se tensiona la sarta a 190 Klbs.
4. Se lanza una segunda bola de 1.75" para abrir la camisa cementadora con 3.250 psi.



40/5 t

NOS GUSTA HACER
NUESTRO TRABAJO.
SABEMOS CÓMO
HACERLO.



© infa

INGENIERÍA | FABRICACIÓN | CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE | SERVICIOS INDUSTRIALES | EPC, EPCM Y CM



En Infa trabajamos cada día en ser la compañía elegida por su capacidad de dar soluciones integrales e innovadoras para el desarrollo de proyectos y servicios industriales, basados en la profesionalidad y calidad humana de sus integrantes.



Ruta Nacional A010 s/n - Parque Industrial Pesado - CC 175 - (9120) Puerto Madryn
Chubut - Argentina - Tel.: (0280) 4459500 / Fax: 4456141 - www.infa.com.ar

5. Se bombean colchones más 40 bbls de lechada de relleno de 11.90 ppg más 56 bbls de lechada principal de 15.45 ppg más 25 bbls de gel activado.
6. Libera 30 Klbs de peso y cierra camisa cementadora.
7. El pozo quedó listo para desmontar el equipo de perforación y realizar las fracturas *rigless*.

Nuevas tecnologías utilizadas

- A. Por primera vez en América Latina se utilizó la camisa cementadora SF (Cementor Packers Plus) para colocar cemento en la curva y dar la necesaria integridad al pozo.

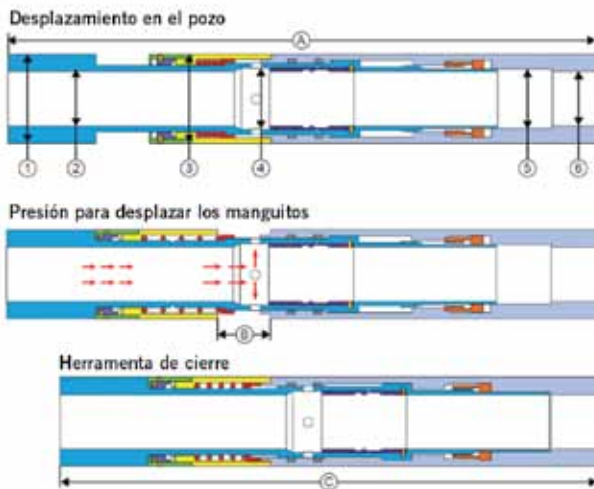
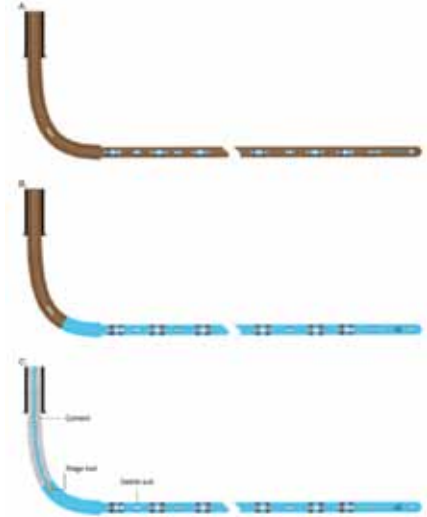


Figura 7. Herramientas de cementación.

- B. **Centralizadores CRB de la empresa de servicios (Halliburton) (Figura 8).**

Historia

1. ENI comenzó el desarrollo del producto en 1999 para proveer una alternativa de los centralizadores rosca-dos, especialmente para los pozos tipo *slim hole*.
2. El producto estaba compuesto de cerámica con fibra de carbono moldeado y pegado directamente a la superficie de la cañería.
3. Los centralizadores fueron corridos en pozos de prueba entre 2000 y 2002.
4. El sistema fue validado como comercialmente viable en 2003.
5. Halliburton, Protech y ENI entraron en acuerdo en junio de 2008.

Ventajas

- a. Bajo factor de fricción que reduce efectos por torque y arrastre.
- b. Maximiza el paso de los fluidos-reduce ECD.
- c. Material no metálico e inerte.
- d. Geometría flexible.
- e. Diseño que ayuda a alcanzar el fondo.
- f. Resistencia al impacto y dureza.

A medida que perforemos más pozos con este diseño calibraremos los coeficientes de fricción tratando de reducir el peso de la tubería de 5" e, incluso llegar a un diseño en el que usemos solo *casing 4½"*, esto es *monobore 100%*. Una alternativa para reducir estos coeficientes es empleando lodos con base de aceite y/o con los mismos coeficientes empujar la sarta hacia el fondo con el peso del *top drive*.



Figura 8. Centralizadores.

C. Fracturas múltiples y simultáneas en pozo abierto

Realizamos 12 fracturas hidráulicas de 650 sks cada una promedio en 8 h (Figura 9).

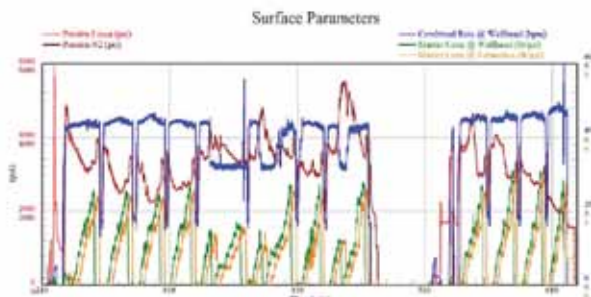


Figura 9. Fracturas múltiples.



Figura 10. Trazadores.

D. Trazadores tracers

Junto con el bombeo de la arena de fracturas se inyectaron los trazadores orgánicos que permiten analizar la producción de cada etapa de fractura. La base de la tecnología es la liberación controlada y el largo plazo de trazadores polímeros que están formulados para distinguir entre el agua y el petróleo en entornos de múltiples fases complejas. Tras la activación, las moléculas trazadoras liberan de una manera controlada y sostenida que permite la cuantificación de flujo, mediante muestreo en superficie de fluidos y análisis químicos (Figura 10).



Durante la disertación.

Conclusiones

El diseño *monobore* de dos tuberías ofrece una economía mucho mayor que el diseño convencional de tres *casings* con *liner hanger*. Esto facilita el desarrollo de un campo maduro como el de Puesto Morales y abre un panorama de desarrollo mucho más amplio. Reduciendo diámetros junto con el uso de la camisa cementadora, alienta a perforar este tipo de pozos y a avanzar en diseños de más desarrollo horizontal (Figura 11).

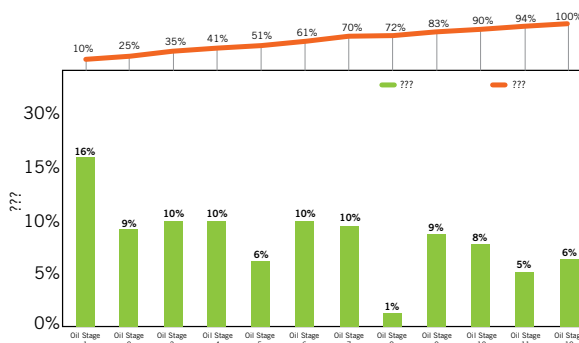


Figura 11. Resumen comparativo de las etapas de producción.

A futuro tenderemos a afinar los diseños a fin de abaratar los costos de construcción:

- La cañería guía será de 8 5/8" en pozo de 10 5/8".
- El pozo de producción se perforará totalmente *monobore one way* en 6 1/8".
- Correremos tubería combinada de 5" x 18 lbf & 4 1/2" x 13,50 lbf con *tubing* de producción de 2 3/8".
- Trabajaremos detalladamente en definir los coeficientes de fricción de los pozos con estos diámetros de tubería. El gran desafío de estos pozos de TDV somera es "empujar" la herramienta de completación al fondo del pozo. Hay para ellos varios puntos que trabajar :
 - Reducir los coeficientes de fricción.
 - Usar tuberías de 5" más pesadas.
 - Bajar la completación flotando.
 - Colocar más peso en el *top drive* y usar el peso de este equipo para empujar la tubería.
 - Usar lodo con base aceite.

Significado de las abreviaturas

DHM: *Drilling hole measured* (Medición del pozo perforado).

DLS: *Drilling Lateral Survey* (Servicio para perforación lateral).

KOP: *Packer PO*.

LWD: *Logging while drilling* (Perfilaje durante la perforación).

MD: *Measured drilling* (Medición de la perforación).

SF: Camisa cementadora de apertura hidráulica. ■



Ajuste de historia y pronóstico con incertidumbre, una aplicación real

Segunda parte

Por **Ing. Gustavo Gabriel Becerra**, Petrobras Argentina S.A.

Continuación del artículo publicado en *Petrotecnia* de octubre sobre Simulación. En la primera parte se desarrollaron fundamentos teóricos y aspectos prácticos de la integración del ajuste de historia con el análisis probabilístico de los escenarios representativos; se desarrolló una metodología que permite integrar e identificar parámetros con incertidumbre críticos de origen geológico, de reservorio, económico y tecnológico. En esta segunda parte se aplica el flujo de trabajo a un caso real, detectando los posibles modelos ajustados e identificando algunas limitaciones, ventajas y desventajas de los programas utilizados.

Resultados

Análisis de sensibilidad

Se realizó análisis de sensibilidad global (ASG) para el ajuste del petróleo, del agua y de la presión, además de la función objetivo compuesto. Se detectaron los parámetros con más influencia primaria y aquellos con mayor interrelación cruzada con otros atributos. En la figura 10 se muestran los resultados obtenidos para la FO compuesta. Las barras azules claras representan los valores de la sensibilidad primaria y las de azul oscuro, el índice total. Las barras amarillas indican la interrelación parámetros de segundo orden más importante.

Uno de los resultados obtenidos a partir del ASG es la elección de los parámetros más influyentes en las respuestas.

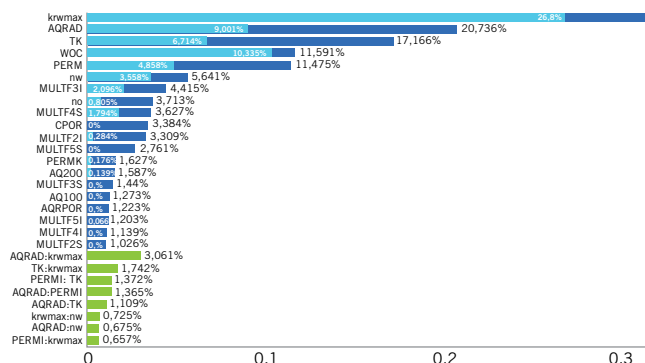


Figura 10. Diagrama de Pareto correspondiente a un análisis de sensibilidad de la FO compuesta definida.

En este caso, estamos evaluando no solo la calidad del ajuste de historia global, sino además cada término por separado.

Los parámetros que más influyen el ajuste global –cuyas definiciones se detallan en la tabla 1, primera parte del trabajo– son *krwmax*, *AQRAD*, *TK*, *WOC*, *Permi*, *nw*, *MULTF31*, *no*, *MULTF4S*, *CPOR* e *MULTF21*, en los que resulta importante; por ejemplo, la interacción entre *krwmax-AQRAD*, *krwmax-TK* e *Permi-TK*. Adicionalmente, también se considera el parámetro *AQRPOR*, con una influencia considerable en el ajuste de presión. En este estudio comparativo, para mantener una coincidencia con los parámetros identificados entre ambas herramientas, el parámetro *MULTF4S* no fue considerado para el ajuste y los análisis de incertidumbre subsiguientes.

Análisis de incertidumbre a priori

Comenzamos con un análisis de incertidumbre llamado *a priori*, en el que no se tiene en cuenta los datos de la historia de producción. Es necesario efectuar este tipo de aproximación al comienzo abstrayéndonos de los datos históricos, porque estos afectan la dispersión de los posibles modelos calibrados. Precisamos conocer un punto de referencia del nivel inicial de incertidumbre existente en función de la parametrización realizada.

Es importante tener una cuantificación del grado de dispersión inicial debido a la incertidumbre presente y controlar que la banda resultante de la superposición de curvas de las respuestas sea relativamente centrada en relación con los datos históricos.

Los parámetros, con mayor influencia, seleccionados en la etapa anterior son combinados siguiendo un diseño hipercubo latino cuadrático. El resultado para la producción acumulada de petróleo es presentado en la figura 11, donde los datos históricos no están sobre la curva P50, y la dispersión resultante final varía entre 35 y 53 millones de m³. Este análisis será comparado con la variación de la banda al final del proceso de ajuste.

Ajuste de historia probabilístico

Con los parámetros críticos del problema ya detectados y la incertidumbre inicial demarcada, es necesario encon-

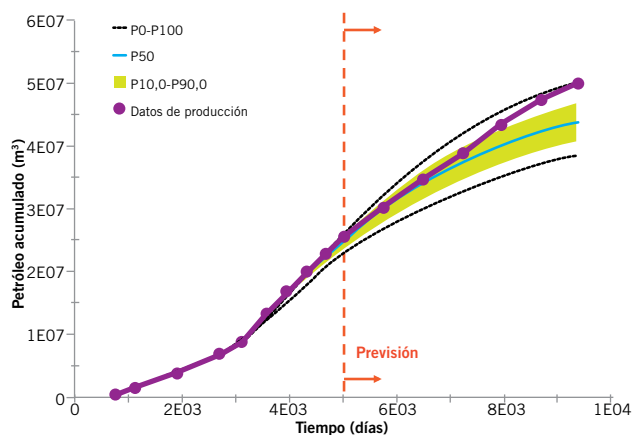


Figura 11. Análisis de incertidumbre *a priori* con el ajuste de historia y pronóstico de producción de petróleo (Np). (Grupo CRP284-PRO).

trar los modelos que mejor se ajustan a los datos históricos. La función objetivo compuesta definida anteriormente sirve como un criterio cuantitativo del grado de ajuste, por lo que es posible trabajar con un gran número de casos posibles. Como se mencionó, el objetivo de este trabajo no es encontrar un único modelo que ajuste los datos a la perfección, pero sí encontrar un conjunto reducido de posibles ajustes.

El diseño inicial de los experimentos puede ser insuficiente para mapear el problema, especialmente cerca del mínimo de la función FO. Otros experimentos utilizados para mejorar la calidad de SRNP se obtienen de forma iterativa mediante el uso de filtros para seleccionar valores bajos de FO. Con el objetivo de facilitar el proceso, se generan superficies multi-respuesta para las variables de interés (caudales de agua y de petróleo y presión estática). Como se puede observar en la figura 12, ya en la quinta iteración se obtuvo un angostamiento de las bandas de las curvas de los percentiles representativos. Otro aspecto importante es que los datos históricos (curva amarilla en el gráfico) están contenidos en la faja P_{10} - P_{90} , que en esta etapa está bien estrecha en relación con la dispersión inicial. De esta manera, fue posible un ajuste de historia a partir de la mitigación progresiva de la incertidumbre alrededor de los mínimos de la FO con el agregado secuencial de nuevas simulaciones de confirmación en cada iteración, obteniendo un indicador de calidad mejorado.

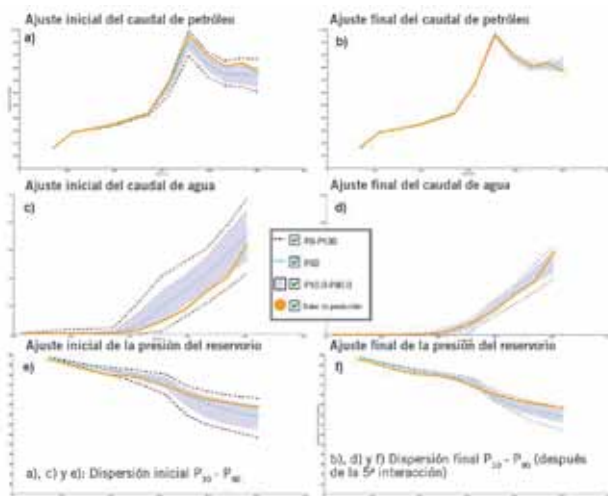


Figura 12. Ajuste de historia probabilístico de la producción de agua, de petróleo y de presión estática antes y después de la optimización de la SR no paramétrica (herramienta A).

En las figuras 12d, 12e y 12f se presentan las distribuciones obtenidas que corresponden a los tiempos representativos para la calidad aceptada al final de la quinta iteración. La región de interés comprende las zonas donde la función objetivo es de menor valor. La herramienta A posee una opción que habilita filtrar los resultados en torno a un valor deseado de la FO. Otra situación en la que ese recurso es útil es cuando deseamos individualizar un modelo representativo de los escenarios P_{10} , P_{50} y P_{90} , como será mostrado más adelante. Con base en la información generada por los filtros activados sobre la SRNP, son extraídos modelos representativos con buen ajuste de los datos históricos, cuyas combinaciones de parámetros inciertos posibles permitirán

la obtención de las nuevas distribuciones (*a posteriori*). Estas distribuciones conducen a una dispersión de las curvas de producción más baja en el período de pronóstico solamente afectado por la incertidumbre remanente.

La herramienta B permite también la construcción de superficies de respuesta lineal o cuadrática, que tienen utilidad limitada para el caso de un ajuste de historia. Paralelamente, dispone de métodos de optimización, como el *Designed Exploration Controlled Evolution* (DECE: Control de la evolución de un proyecto exploratorio. Dispensión de datos), *Particle Swarm* o *Annealing Simulation* para auxiliar el proceso o ajuste, especialmente eficientes para obtener una única solución óptima determinística. Para obtener un conjunto más amplio de soluciones, necesitamos incorporar de alguna manera las soluciones exploradas por el algoritmo hasta llegar a un conjunto óptimo de candidatos.

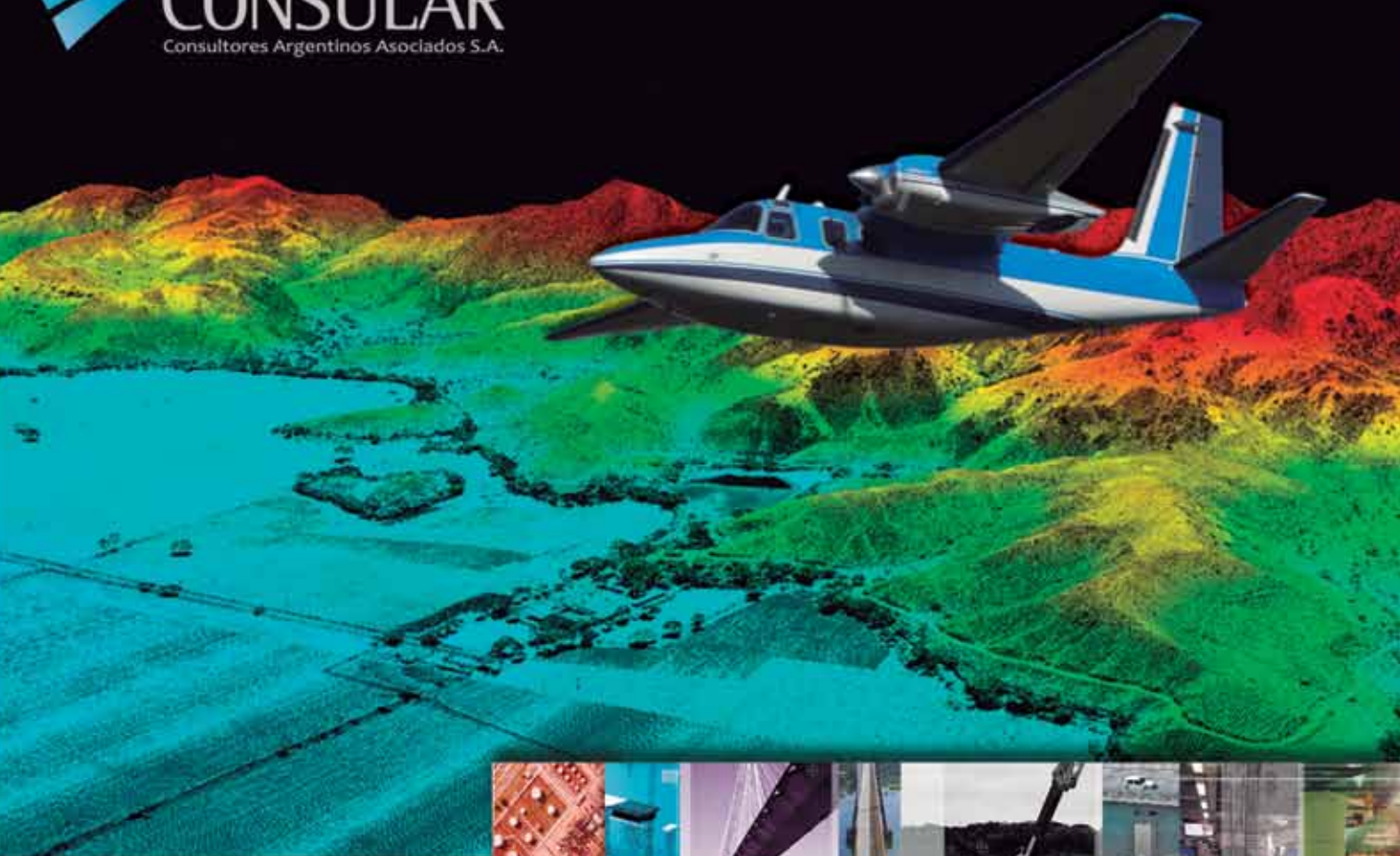
Distribuciones *a posteriori*

Después de obtener la superficie de respuesta confiable, la distribución de probabilidad de los parámetros de entrada es redefinida a fin de seleccionar las combinaciones de parámetros que respeten la historia de producción existente. Para ello, se realiza una propagación de la incertidumbre filtrando solo los casos con bajos valores de la función objetivo SRNP compuesto. A partir de estos casos filtrados son construidos histogramas que agrupan solamente los valores de los parámetros de entrada correspondientes a esos casos, lo que permite la redefinición de sus distribuciones de probabilidad.

La elaboración más correcta de las distribuciones *a posteriori* debería ser como una distribución conjunta de los parámetros, debido a la posibilidad de interacciones entre ellos. Sin embargo, con las herramientas empleadas en este trabajo, fue posible utilizar solo las distribuciones marginales en la propagación. Además, para obtener una descripción aceptable en un espacio dimensional alto, sería necesario generar un mayor número de casos. Por estas razones, este trabajo solo considera las distribuciones marginales, aunque ya existen versiones comerciales que permiten obtener las distribuciones conjuntas. La versión utilizada no permitía almacenar las distribuciones obtenidas para una futura utilización. Ese paso fue hecho en una planilla separada, que permitió definir las nuevas distribuciones. En la figura 13 se muestra los histogramas y los intervalos de valores seleccionados para cada distribución *a posteriori* después de aplicar el filtrado de la superficie de respuesta en la región de interés.

En el caso de la herramienta de B es necesario proponer una manera de incorporar el conocimiento del espacio explorado por los métodos de optimización, ya que el resultado final es, por lo general, un conjunto muy reducido de soluciones óptimas. Son propuestos tres métodos, cuya premisa básica es considerar solo los casos que honran los datos de la historia dentro de una cierta tolerancia definida (controlada por un FO compuesto).

Una primera alternativa es usar el resultado del proceso de ajuste de la historia solo para redefinir los valores máximos y mínimos de los parámetros. Cuando se utiliza el método optimizado estándar (DECE), el programa muestra los intervalos optimizados. Sin embargo, estos intervalos son, en general, demasiado estrechos para su uso en un



ACTIVIDADES Y SERVICIOS

La experiencia adquirida nos permite encarar con probada solvencia, trabajos de gran exigencia y alta complejidad:

- Relevamientos Topográficos de Alta Precisión y de Detalle
 - Relevamientos LIDAR (terrestre móvil y aéreo)
 - Fotografías aéreas
 - Relevamientos de Yacimientos
 - Relevamientos de líneas de alta tensión
- Estudios y Proyectos de Ingeniería y Arquitectura
- Supervisión y Administración de Ejecución de Obras
 - Estudios de Transporte
 - Estudios Ambientales
 - Estudios Hidrológicos e Hidráulicos
- Control de Gestión de Obras Viales y Civiles
 - Auditoría de Obras

análisis de incertidumbre. Una manera de lograr intervalos más amplios es con un criterio de detención temprana cuando, por ejemplo, se obtiene una serie de soluciones con una FO por debajo de un cierto valor. En la figura 14 se ilustra el mapa de valores de los parámetros para el caso de estudio.

El método descrito anteriormente es simple, se obtienen solo algunos intervalos, pero es necesario asumir una distribución uniforme, o al menos simétrica, para los parámetros.

El segundo método consiste en trabajar con una hoja de cálculo externa para obtener los correspondientes histogramas, filtrando los casos por un valor máximo admitido de la FO compuesta. Sin embargo, se requiere un cierto cuidado con este procedimiento:

1. El procesamiento se realiza con los casos simulados disponibles, en lugar de realizar la propagación de Monte Carlo con superficies de respuesta. A pesar del hecho estas respuestas se consideran más consistentes, hay menos casos que se deben considerar, que resul-

	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
ASPMO	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ASPPOR	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
CPOR	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
MULTF2	0	0,125	0,25	0,375	0,5	0,625	0,75	0,875	1,0	1,125	1,25	1,375	1,5	1,625	1,75
MULTF3	0	0,125	0,25	0,375	0,5	0,625	0,75	0,875	1,0	1,125	1,25	1,375	1,5	1,625	1,75
PERMI	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,35	1,4	1,45	1,5
WOC	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
nw	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05	1,1	1,15	1,2
tk	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Figura 14. Destaque de intervalos válidos para los parámetros inciertos- valores en blanco (herramienta B).

tan en un histograma menos confiable.

2. Los casos no siguen las distribuciones *a priori*, como sucede en una simulación de Monte Carlo. En su lugar, los casos son determinados por el algoritmo de búsqueda utilizado. Irónicamente, cuanto más rápido es la convergencia del algoritmo, un menor número de casos disponen para su análisis.

Finalmente, una tercera alternativa es realizar el ajuste de historia con un diseño por Hipercubo Latino y meta-

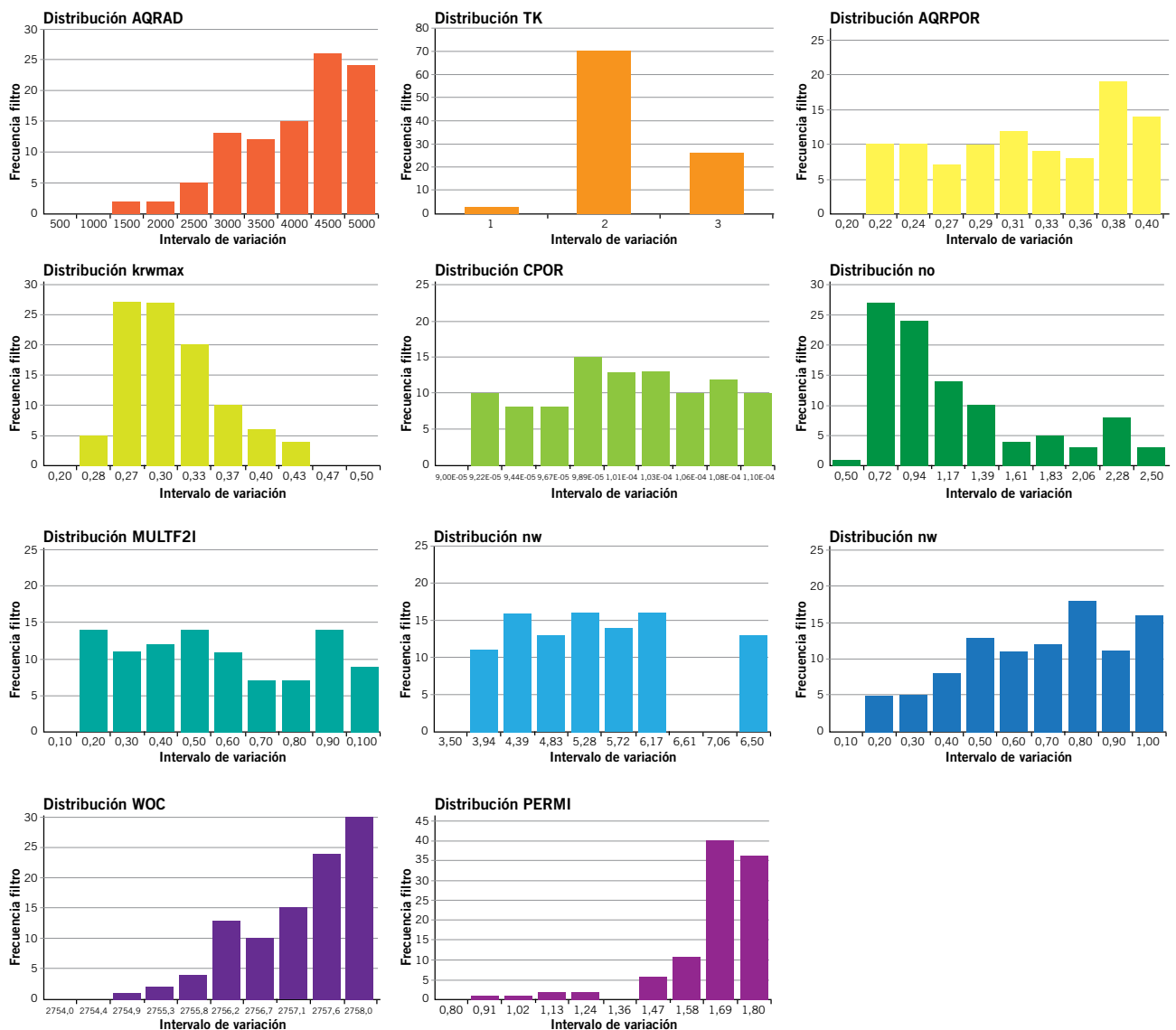


Figura 13. Histogramas y rangos de variación *a posteriori* de los parámetros críticos después de la propagación del filtro en la zona mínima de la FO (herramienta A).

VOLVIMOS CON ENERGÍA

Servicios al sector energético

www.pecomenergia.com.ar

Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces,
Comodoro Rivadavia, Río Gallegos



modelos. Este procedimiento es más limitado que el descrito para la herramienta A, ya que no están disponibles superficies no paramétricas, ni es posible incorporar nuevas simulaciones de confirmación. Es posible mejorar el resultado final restringiendo los parámetros de acuerdo con el resultado obtenido y realizar un nuevo ajuste, dos o tres veces, restringiendo en forma gradual las soluciones a una región menor alrededor del mínimo.

Usando el segundo o el tercer método, se puede obtener histogramas que indican qué tipo de distribuciones adoptar. Sin embargo, como se ha dicho, se debe tener cierta precaución, debido a que estos histogramas no se corresponden exactamente con las distribuciones de probabilidad. En la figura 15 se puede observar cómo el algoritmo DECE tiende a restringir demasiado los intervalos de variación de los atributos inciertos, debido a su rápida convergencia. El cálculo vía superficies de respuesta conduce a distribuciones más abiertas y suaves, mientras que el método *Particle Swarm* produce un comportamiento intermedio. En la figura 16 se muestran los histogramas y los rangos de valores seleccionados para la distribución *a posteriori* en el caso de la herramienta B, basado en un ajuste de historia realizado por Hipercubo Latino. Se señala que los histogramas no se utilizan directamente como distribu-

ciones de probabilidad de los parámetros, sino como una orientación auxiliar para definir los intervalos y las modas de las distribuciones más suaves.

Análisis de incertidumbre *a posteriori*

Los datos históricos son útiles para mitigar parte de la condición de incertidumbre inicial y la dispersión de las respuestas de los posibles modelos. Con la obtención de las distribuciones posteriores, se realiza un nuevo análisis de la incertidumbre para obtener el grado de dispersión posterior al ajuste probabilístico. Este grado de dispersión es comparado con el resultado obtenido usando las distribuciones iniciales, bajo las mismas condiciones de análisis de incertidumbre realizado.

Los intervalos y distribuciones dudosos redefinidos en la etapa anterior son combinados nuevamente, según un diseño de experimentos basado en el muestreo Hipercubo Latino, pero en esta instancia usando las distribuciones *a posteriori*. A partir de los resultados del experimento, son generadas las superficies de respuesta para los resultados de interés, que son las FOs utilizadas, además de las curvas de presión y de los caudales de petróleo y de agua. También son consideradas las respuestas escalares (presión y pro-

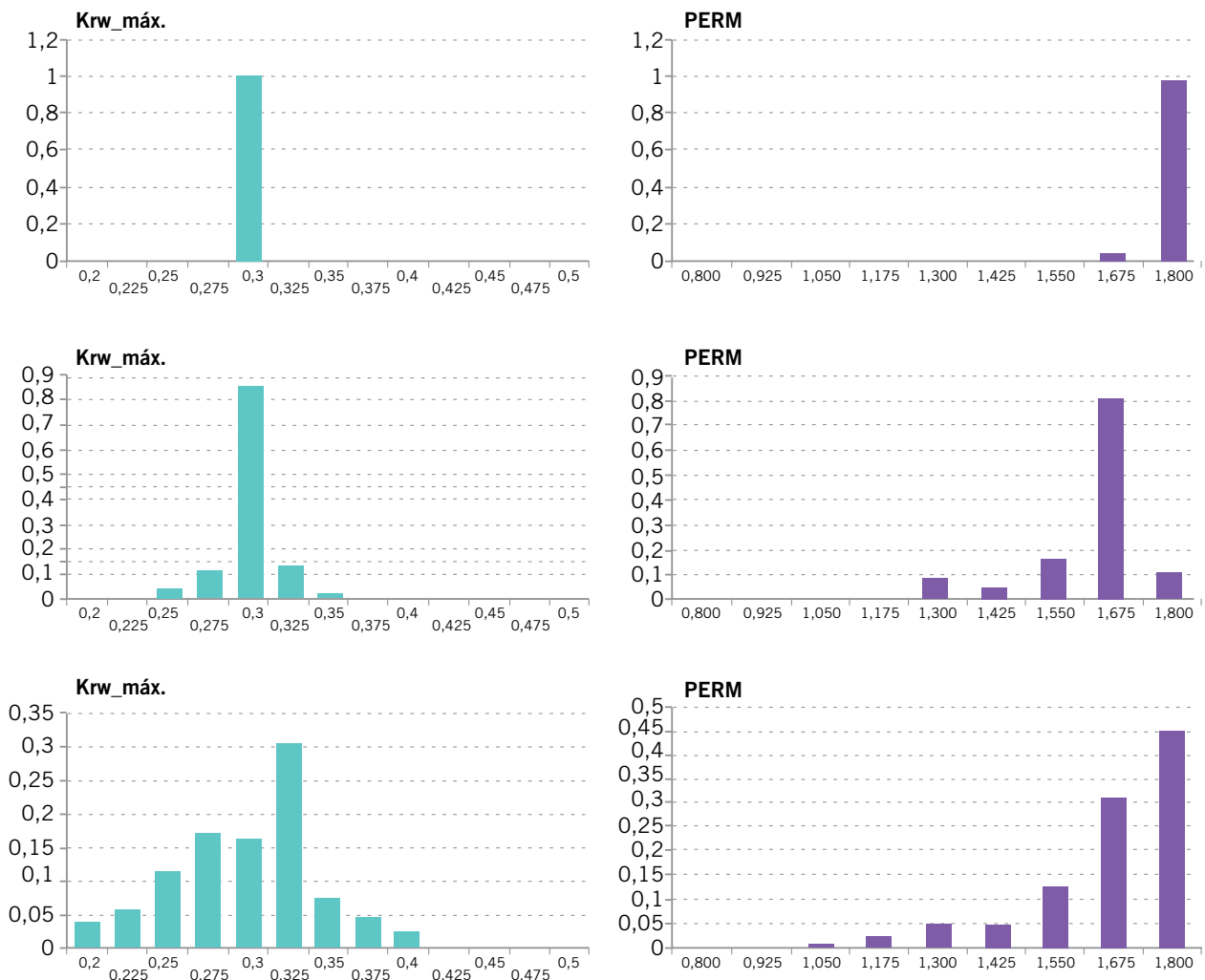


Figura 15. Histogramas para los parámetros k_{rw} máx. y Permi. (a) y (b)-Método DECE; (c) y (d)-Método Enjambre de partículas; (e) y (f)-Hipercubo Latino (herramienta B).



CONSTRUIR
EL FUTURO
ES UN ESFUERZO
CONJUNTO.

ESTAMOS DE ACUERDO.

Trabajando juntos obtenemos los mejores resultados. En todos los lugares donde Chevron opera, se asocia con empresas y organizaciones locales para ayudar a crear empleos y fortalecer la economía local. Juntos ayudamos a satisfacer las demandas energéticas y a impulsar el progreso de nuestra comunidad a largo plazo.

Conózcanos en chevron.com



Energía Humana®

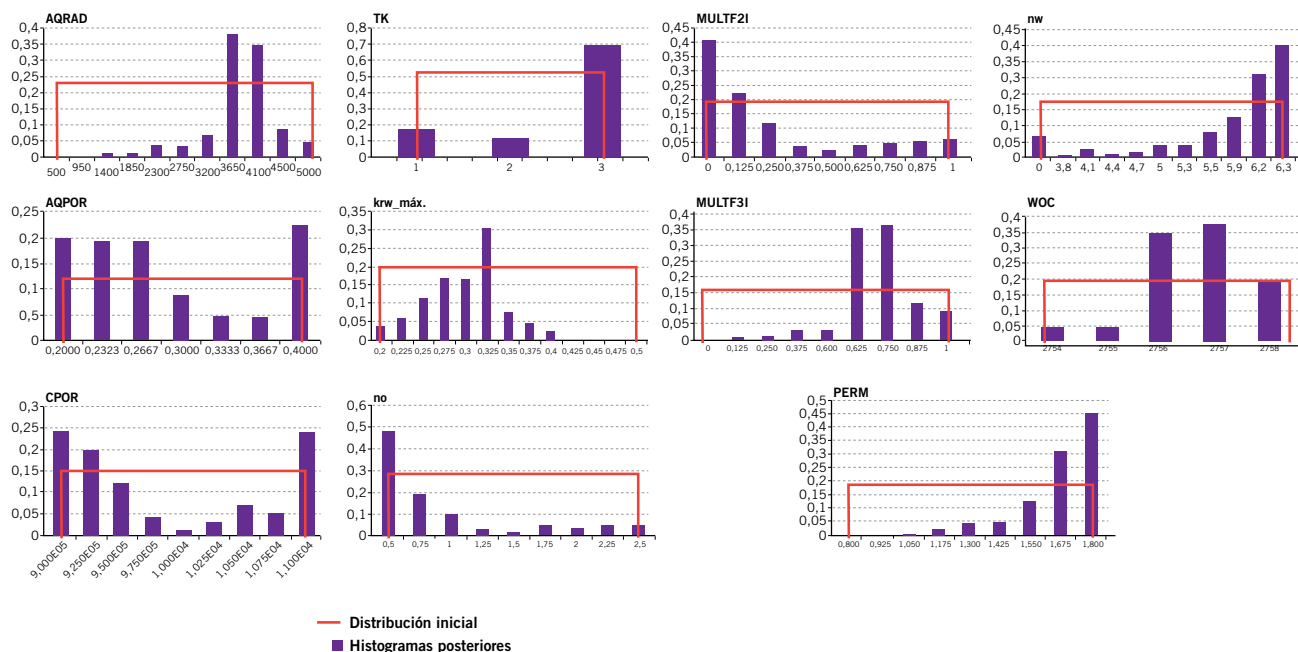


Figura 16. Histogramas de los parámetros utilizando el método Hipercubo Latino, (herramienta B).

ducción acumulada de petróleo y de agua) para los tiempos 5.022 días (1998) y 9.405 días (2010) para observar variaciones en la influencia de los parámetros.

Fueron realizados los mismos análisis de incertidumbre efectuados con las distribuciones *a priori*, o sea, análisis temporales para lograr la envolvente de los percentiles P_{10} a P_{90} las variables y la simulación de Monte Carlo sobre las respuestas escalares a 5.022 e 9.405 días. Estas curvas envolventes de las acumuladas de producción P_{10} y P_{90} *a posteriori* son presentadas en la figura 17. Comparada con la figura 11 (análisis *a priori*), se observa un considerable angostamiento de más de 12 millones de m^3 para el tiempo final del pronóstico (2010) y una superposición significativa entre P_{10} a P_{90} del período histórico, indicando que todos los modelos probabilísticos ajustan la producción. En la figura 18 se evidencia el estrechamiento de la distribución en el tiempo final de pronóstico, como así también la exclusión de los casos más pesimistas para el modelo estudiado.

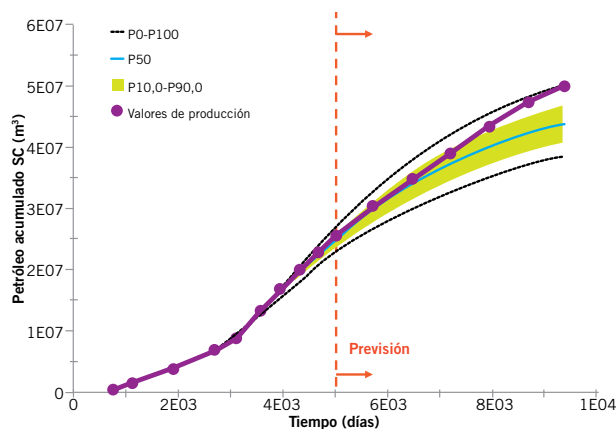


Figura 17. Análisis de incertidumbre *a posteriori* con el ajuste de historia y pronóstico de producción de petróleo (Np).

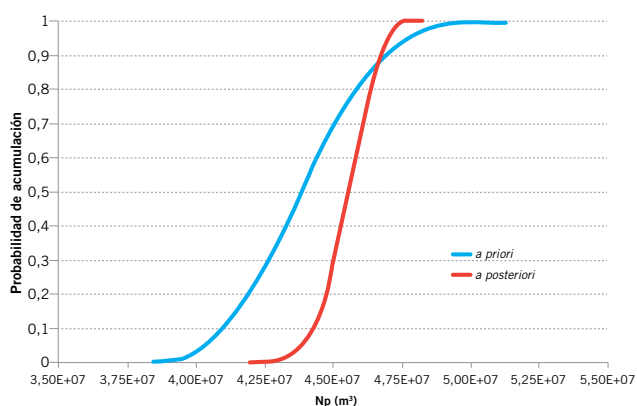


Figura 18. Distribución de Np en el tiempo final para el análisis de incertidumbre *a priori* y *a posteriori*.

Análisis de incertidumbre final

Una vez comparados los resultados se corre un análisis final de incertidumbre teniendo en cuenta las distribuciones *a posteriori*, se adicionan otros parámetros que no afectan el entorno histórico, pero tienen suficiente influencia en el pronóstico de la producción. Los parámetros añadidos en esta etapa son los siguientes:

- AQ200 - reducción de la transmisibilidad del acuífero.
- MULTF4S - multiplicador de transmisibilidad de fallas.
- MULTPI - multiplicador del IP de pozos, variando de 0,5 a 2,0.
- STL e STW - controles de caudal de líquido y de inyección de los pozos con entrada después de 1998.

El análisis se lleva a cabo siguiendo el mismo procedimiento adoptado en la incertidumbre posterior con diseño de experimentos por Hipercubo Latino y generación de superficies de respuesta. Las curvas envolventes finales P_{10} a P_{90} son presentadas en la figura 19. En esta figura, se puede constatar que los datos históricos aún son respetados y

**DESARROLLANDO
LA ENERGÍA DEL PAÍS.
TODOS LOS DÍAS.**



Foto: Sergio Claver

<http://www.shell.com>

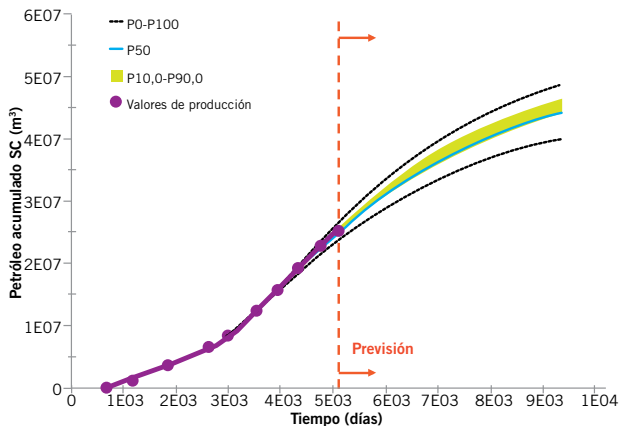


Figura 19. Análisis de incertidumbre “final”. Ajuste de historia y pronóstico de producción de petróleo (Np).

se superponen con la curva da P_{50} , mientras que la banda P_{10} - P_{90} resulta aceptable, si bien se nota un aumento en la dispersión debido a la incertidumbre remanente, que mide o representa el riesgo final del proyecto.

La dispersión final de la curva Np acumulada, probabilísticamente calculada en la herramienta A, varía de 41 a 49 millones de m^3 , si se considera la totalidad de los posibles modelos calibrados. Con el otro aplicativo, la dispersión del análisis es levemente mayor, de 39 a 53 millones de m^3 , debido a diferencias en el modelado de las distribuciones de los parámetros y al hecho de que los diseños de experimentos no son enteramente semejantes. Igualmente, para fines comparativos podemos ver que en la figura 20, las curvas de Np calculadas con los dos programas son análogas.

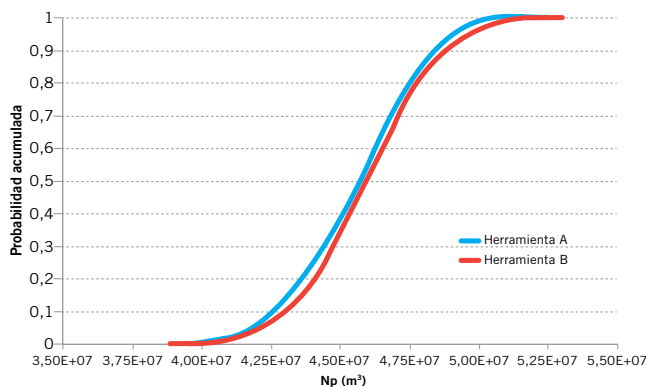


Figura 20. Distribución acumulada de Np para el análisis de incertidumbre final.

Identificación de los modelos P_{10} , P_{50} y P_{90}

Un concepto erróneo, pero bastante común, es la selección de un modelo representativo basado solo en la respuesta final de interés (por ejemplo, petróleo acumulado en una fecha determinada). Este modelo quizá no es representativo de otras respuestas deseadas para el caso elegido; por ejemplo, el agua acumulada o la producción de petróleo en otros instantes.

Los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} se utilizan para representar el modelo optimista, probable y pesimista. Como se mencionó, es posible que la combinación que resultó en el valor Np para el percentil P_{10} en el tiempo t_1 sea diferente

de la combinación en el tiempo t_2 . Se desea encontrar una combinación única de parámetros (modelo representativo) que represente a todos los valores de los percentiles de referencia para cada una de las SRs construidas en cada tiempo. Para esto, es aplicado un filtro para cada percentil y, dependiendo de la tolerancia convenida, se puede encontrar más de una combinación.

En la figura 21 se observa un ejemplo en el que se encontraron dos combinaciones diferentes de parámetros (curva externa) para representar a los SRs de los seis tiempo de referencia t_n diferentes para un percentil P_x determinado (curva central). Se observa que ambas combinaciones caen dentro de la tolerancia seleccionada. El problema puede ser aún más complejo cuando se desea seleccionar modelos representativos que incluyen condicionamientos sobre dos o más respuestas, como el agua y el petróleo producidos simultáneamente.

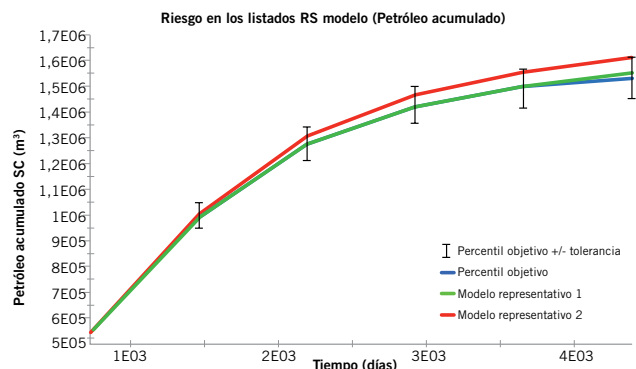


Figura 21. Ejemplo del filtro utilizado para identificar los modelos representativos P_{10} , P_{50} y P_{90} .

Validación y selección de los modelos representativos

Cada uno de los modelos representativos de los percentiles de referencia (P_{10} , P_{50} y P_{90}) seleccionados en el paso anterior deben ser validados con nuevas simulaciones numéricas (corridas de confirmación finales). Los parámetros inciertos identificados en el paso anterior forman parte de la configuración de estos modelos definitivos; al cerrar el procedimiento, se deben comparar las curvas procedentes de las SRs con la directa del modelo numérico. Es importante resaltar la similitud de los resultados.

Para el modelo probable son elegidos los valores próximos al percentil P_{50} , tanto para Np como para Wp. En cuanto a los modelos pesimistas y optimistas, esta elección no es tan clara. Es razonable que un modelo optimista produce menos agua que un modelo pesimista. Por esta razón, se decidió considerar para el modelo pesimista, P_{90} para Np y P_{10} para Wp, es decir, el 90% de las combinaciones posibles de la producción de petróleo supera este valor, y solo existe un 10% de los casos con una producción más elevada de agua. Del mismo modo, para el modelo optimista se considera la situación inversa, que implica una referencia de P_{10} para Np y de P_{90} para Wp.

Como se explicó, este proceso final es guiado por filtros que permiten individualizar aquellos modelos próximos a los percentiles mencionados, tanto para el Np como para Wp en forma conjunta. Los modelos identificados son exportados a una planilla auxiliar externa para un análisis gráfico interactivo de doble entrada en cada tiempo representativo en la etapa de pronóstico.

En la figura 22 se muestran los diversos modelos dispersos en un gráfico donde el eje de abscisas X representa la producción de acumulación de petróleo en los tiempos 6.483, 7.944 y 9.374 días, mientras que el eje Y representa la producción de agua acumulada en los mismos tiempos. Obsérvese que el modelo seleccionado para cada escenario (P_{10} , P_{50} y P_{90}) es el mismo en todo momento y se encuentra próximo al cruce del percentiles deseado, tanto para la acumulada de petróleo como para el agua acumulada.

En la herramienta B, para la selección de muestras representativas se procede mayormente de forma manual y no se cuenta con una opción que permita un análisis expedita. No hay opción de análisis multirespuesta, aunque es posible crear FOs de la misma variable en diferentes tiempos de referencia t_n , este procedimiento puede resultar poco práctico si se desean analizar muchas fechas. Por esta razón, no es posible generar gráficos con las curvas envolventes P_{10} a P_{90} .

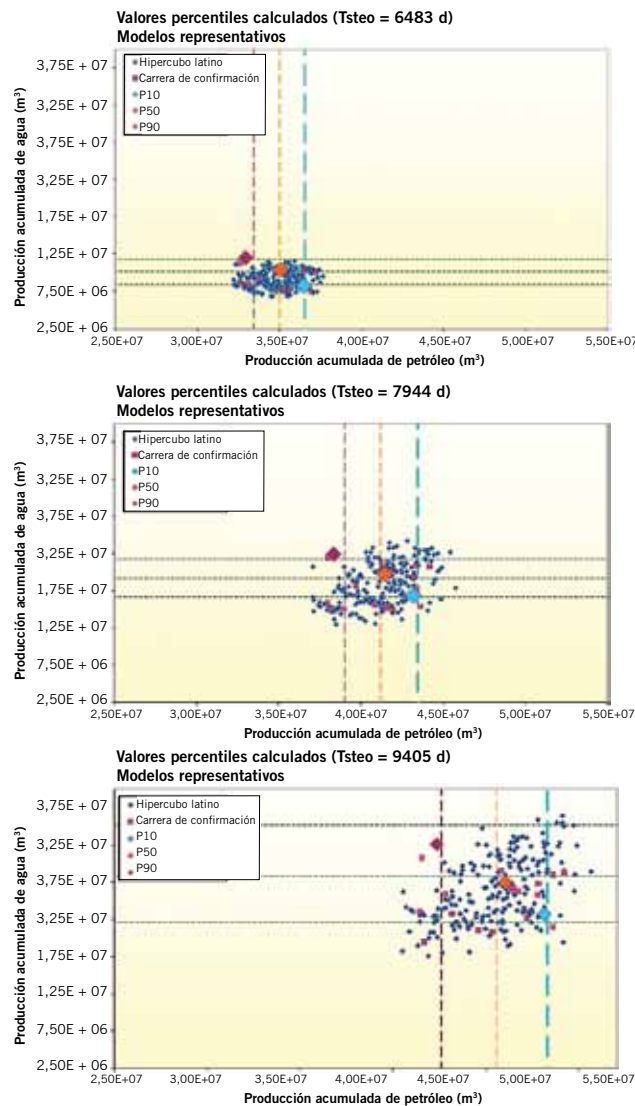


Figura 22. Producción de agua acumulada versus producción de petróleo acumulada para los tiempos (a) 6.483 días, (b) 7.944 días y (c) 9.374 días. Los puntos indican los modelos representativos para los escenarios optimista, probable y pesimista.

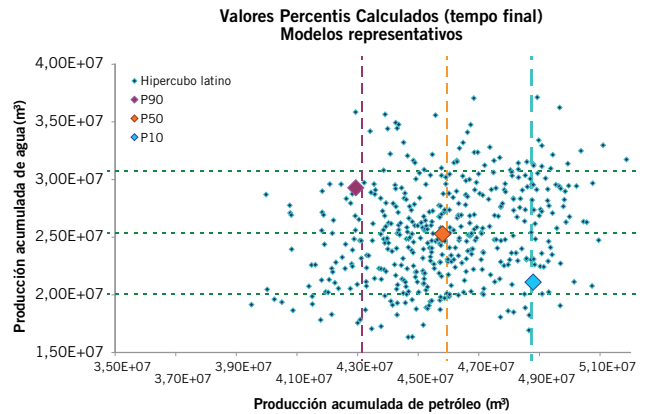


Figura 23. N_p versus W_p en el tiempo 9.374 días para los casos de los diseños de experimentos elegidos (herramienta B).

Las superficies de respuesta cuadráticas tienen una capacidad limitada de representación, insuficiente para problemas complejos. En consecuencia, la elección de los modelos basados en las combinaciones de parámetros Monte Carlo puede tener comportamientos no esperados, ya que los valores de N_p y W_p y la calidad del ajuste al proceder con la corrida del modelo de simulación pueden diferir drásticamente.

Por consiguiente, en este caso se consideró que la forma más práctica para seleccionar los modelos representativos es elegirlos a partir de los casos disponibles con el diseño de experimentos. Así, para que existan casos que lleguen a los percentiles deseados, se debe tener un número razonable de casos simulados, según la complejidad del problema (que utiliza un diseño con cerca de 500 modelos en el caso de estudio, aumentando el tiempo de cálculo). Los modelos que cumplan simultáneamente los percentiles de más de una variable en varios tiempos se pueden seleccionar gráficamente de la misma manera que se explicó, como se ilustra en la figura 23.

Siempre es importante verificar gráficamente que los modelos separados respeten la historia de la producción, lo cual a veces no sucede continuamente en todos los casos. En la figura 24 se muestran las curvas de producción acumulada de la selección de los posibles modelos P_{10} , P_{50} y P_{90} de petróleo y de agua consideradas en conjunto.

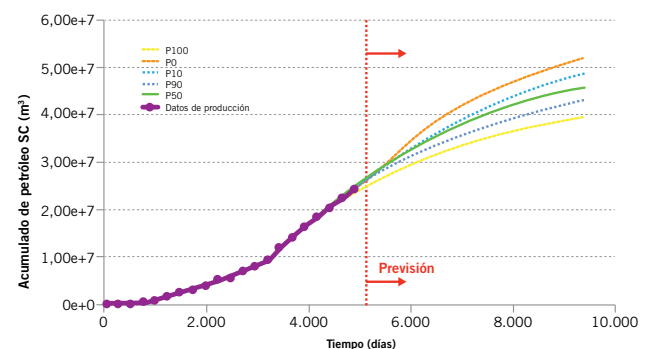


Figura 24. Producción acumulada de los modelos representativos del análisis de incertidumbre final (herramienta B).

Conclusiones

Se puede constatar que los programas comerciales disponibles tienen más diferencias que un análisis superficial revela y que se necesita tener una visión crítica de los resultados presentados por las aplicaciones. Ambos permiten obtener un análisis de incertidumbre condicionada a la historia de producción tomando los debidos cuidados y precauciones en la configuración del caso y la carga de los datos.

La primera herramienta tiene una curva de aprendizaje más lenta y una configuración compleja que exige ciertos conocimientos específicos, que pueden inhibir de su uso a los usuarios principiantes, pero observa más estrictamente los principios teóricos. Se destacan las opciones para mejorar la calidad de los SR generadas y para establecer las simulaciones de confirmación necesarias para ese fin. Además, esta aplicación cuenta con una gran flexibilidad en el análisis de incertidumbre, lo que permite obtener modelos representativos, teniendo en cuenta el rango P_{10} - P_{90} para múltiples tiempos en forma simultánea.

La herramienta B puede ser más eficiente en la realización determinística (solución individual) de un ajuste, pero no posee demasiados recursos para conducir probabilísticamente el ajuste. Se destaca un flujo de trabajo directo e intuitivo, con una interfaz amigable que funciona de modo acoplado con otras aplicaciones de la misma plataforma de software. La configuración de las simulaciones paralelas con *clusters* y múltiples procesadores también es de fácil implementación –uso del programa LSF, redes de computadoras (MSCC) o el distribuidor propio *Drone Scheduler*-. Una ventaja adicional es que con esta herramienta un número ilimitado de simulaciones puede ser lanzado al mismo tiempo, debido a un acuerdo comercial de uso de licencias.

Las principales diferencias entre los aplicativos se enumeran en los siguientes puntos:

1. Muestreo del diseño de experimentos por Hipercubo Latino.
2. Posibilidad de realizar sensibilidades del tipo global para investigar la inter-relación y la realización de modelos *proxy* no paramétricos.
3. Diferente planteo de ecuaciones de la FO compuesta, que puede resultar en zonas de mínimos ligeramente diferentes.
4. Enfoques distintos para el ajuste de historia (meta-modelos *versus* algoritmos estocásticos de optimización).
5. Recursos para la identificación y la selección de las curvas características de producción de los modelos representativos.

Los procedimientos para obtener un ajuste de historia probabilístico todavía precisan perfeccionarse; sin embargo, no existe una único camino para seguir. Aunque la teoría básica que motiva condicionar la predicción de producción a los datos históricos está bien establecida, su aplicación en la práctica todavía enfrenta algunas dificultades.

El enfoque de la condicionalidad bayesiana, más correcto desde el punto de vista teórico, tiene un costo com-

putacional prohibitivo en los casos reales, más aun cuando se asocia con simulaciones numéricas de reservorios para predecir el comportamiento dinámico del proyecto. Incluso el enfoque presentado en este artículo, considerablemente más simple y rápido, requiere de un esfuerzo importante, tanto en el procesamiento como en horas de trabajo. Parte del costo se debe a que las aplicaciones comerciales disponibles aún no son totalmente adecuadas para el flujo de trabajo que se utiliza.

El “arte” de la obtención de un análisis robusto, si se consideran los datos históricos, depende de la capacidad de identificar los parámetros críticos que tienen impacto en el pronóstico de producción sin comprometer la calidad del ajuste. El proceso de parametrización y el análisis de la variabilidad asociada son críticos y dependen de un enfoque multidisciplinario. Estos parámetros deben ser plausibles desde el punto de vista geológico y de reservorios. Por esta razón, para conseguir un resultado satisfactorio, es importante que el proceso de ajuste de historia agrupe no solo a los ingenieros, sino también a los geólogos y geofísicos responsables del desarrollo del campo.

Se pueden reducir o mitigar las incertidumbres, pero es imposible excluirlas por completo. Hay que tener en cuenta que se trata de un proceso de reducción y no de la eliminación completa de las incertidumbres. Un único modelo determinístico, aunque el ajuste sea excelente para un extenso período, no garantiza un buen pronóstico, (aunque sea la mejor opción que usar un modelo desajustado).

Incluso con todas las restricciones y las limitaciones de los datos y las herramientas disponibles, el proceso para condicionar la incertidumbre de los pronósticos con la historia de producción conocida trae una ganancia de robustez considerable en el comportamiento predictivo del proyecto y debe aplicarse siempre que sea posible. Solo adhiriendo al principio en todos los proyectos en que puedan aplicarse este tipo de metodologías y con el constante intercambio de experiencias entre los profesionales involucrados podemos llegar a un proceso coherente y eficaz para reducir las incertidumbres en el ajuste de la historia.

Este tipo de procedimiento todavía necesita más investigación y desarrollo, considerando que no hay una solución o un procedimiento mejor que el otro. La metodología presentada es solo uno de los caminos propuestos. ■

Agradecimientos

Agradecemos a todos los profesionales que contribuyeron con aportes técnicos muy valiosos en la elaboración del modelo estático y dinámico que sirvió como caso de estudio para la obtención de la metodología propuesta en este artículo.

Referencias bibliográficas

Alvarado, M. G.; Mcvay, D. A. y W. J. Lee, 2005, *Quantification of Uncertainty by Combining Forecasting With History Matching*, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 23 (3-4), 445-462.

- Becerra, G. G. *Mitigação de incertezas através da integração com ajuste de histórico de produção*, 2007, Disertación (Maestría)-Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2007, p. 192.
- Bratvold, R. B. y S. H. Begg, *Making good decisions*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010, p. 207.
- Busby, D. y M. Feraille, *Adaptive design of experiments for calibration of complex simulators: an application to uncertainty quantification of a mature oil field*. *Journal of physics: conference series*, Paris, v. 135, n. 1, p. 012026, Nov. 2008. Trabajo presentado en 6th International Conference on Inverse Problems in Engineering: Theory and Practice, Dourdan, France, 2008.
- Most studio. *User's Guide. Version 2013*, Calgary, Alberta, CMG, 2014.
- Cougar software. Version 2013.2: *user manual*. Rueil-Malmaison, France, IFPEN; Beicip-Franlab, 2014.
- Christie, M.; Macbeth, C. y S. Subbey. *Multiple history-matched models for Teal South*, 2002, *The Leading Edge*, 21 (3), 286-289.
- Emerick, A. A.; Reynolds, A. C. EnKF-MCMC. En: Spe Europe/Eage Annual Conference And Exhibition, 2010, Barcelona, España, *Proceedings: Society of Petroleum Engineers*, 14-17 June.
- Gu, Y. and Oliver, D. S., 2004, *History Matching of the PUNQ-S3 Reservoir Model Using the Ensemble Kalman Filter*, SPE 89942. *Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, U.S.A., 26-29, September.
- Kashib, T. y S. Srinivasan, 2006, *A Probabilistic Approach to Integrating Dynamic Data in Reservoir Models*, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50 (3-4), 241-257.
- LISBOA, E. A. y R. B. DUARTE, *Análise de incertezas do histórico de produção: avaliação da área a sul do poço RJS510 em Albacora Leste*. En: *Seminário de Reservas e Reservatórios-SRR*, 2009, Río de Janeiro, Petrobras.
- Matheron, G. *Le krigeage universel*. Fontainebleau, France: *L'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris*, 1969, fascicule 1.
- Nicotra, G., Godi, A., Cominelli, A. and M. Christie, 2005, *Production Data and Uncertainty Quantification: A Real Case Study*, SPE 93280, *Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, 31, January-02, February.
- Queipo, N. V., Pintos, S., Rincón, N. y N. Contreas, 2002, "Surrogate Modeling-Based Optimization for the Integration of Static and Dynamic Data into a Reservoir Description", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35 (3-4), pp. 167-181.
- Reis, L. C. *Quantificação de incertezas volumétricas condicionada aos dados dinâmicos observados*. En: *Seminário de Reservas e Reservatórios-SRR*, Salvador, 2005, Petrobras.
- Roggero, F., 1997, *Direct Selection of Stochastic Model Realizations Constrained to Historical Data*, SPE 38731, *Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, 5-8, October.
- Rotondi, M., Nicotra, G. y A. Godi, et al., 2006, *Hydrocarbon Production Forecast and Uncertainty Quantification: A Field Application*, SPE102135, *Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, 24-27, September.
- Suzuki, S. and J. Caers, 2006, *History Matching With an Uncertain Geological Scenario*, SPE 102154, *Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, 24-27, September.
- Williams, G. J. J.; Manfield, M.; MacDonald, D. G. y M. D. BUSH, 2004, *Top-Down Reservoir Modelling*, SPE 89974, *Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, SPE, 26-29, September.
- Zubarev, D. I. *Pros and cons of applying proxy-models as a substitute for full reservoir simulations*. En: *Spe Annual Technical Conference and Exhibition*, 2009, Louisiana, USA. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2009, SPE 124815.



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



Conversión del consumo energético de la refinería de combustóleo a gas natural

Refinería Salina Cruz, México

Por *Ing. Carlos Iván Mancilla Pérez*,
Ing. Jorge A. Alfaro López,
Ing. G. Israel Ramos Tapia (Pemex Refinación); *Ing. Leopoldo Salas Silva* (Pemex Gas y Petroquímica Básica) e *Ing. Fernando Mirafuentes* (Emerson Process Management).

Este proyecto se inició en 2012 cuando Pemex acudió a un proveedor de automatización para un involucramiento temprano en el proyecto de automatización del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, lo que permitió la reducción de costos y tiempos de ejecución. Se obtuvo un ahorro en combustible de 200 billones de dólares anuales.

La refinera de Salina Cruz era la única refinera de Pemex (Petróleos Mexicanos) que no funcionaba con gas natural. En su lugar usaba, como combustible en calderas y quemadores, el COPE. Este combustible producía diversos problemas de mantenimiento en la refinera, altos niveles de contaminación por emisiones de CO₂ y altos costos de operación debido al precio del combustible. La mejor opción para combatir estos problemas fue cambiar el tipo de combustible en la operación de la refinera, reemplazar el consumo de combustible por el consumo de gas natural a fin de mejorar la eficiencia de la operación de los quemadores y asegurar procesos más limpios en la refinera.

Para lograr el abastecimiento de gas, se convirtió un LPGducto existente en un gasoducto de gas natural de 12", el cual recorre desde la ciudad de Jáltipan hasta la Refinería Salina Cruz, con un tramo de 232 km y tres estaciones de compresión para suministrar a la refinera 90 millones de pies cúbicos estándar/día (90 MMFCD) de gas natural. Este gasoducto es alimentado por gas natural desde otro gasoducto que corre desde Cosoleacaque hasta Juan Dios Covarrubias (Figura 1).

Adicionalmente, en la refinera Antonio Dovalí Jaime (refinería Salina Cruz) se adaptaron las instalaciones para recibir y para mezclar el gas de proceso con el gas natural proveniente del gasoducto, cuya mezcla será utilizada como combustible en la refinera mencionada en lugar de usar COPE.

Debido a que el desarrollo del proyecto está ligado al funcionamiento seguro de las instalaciones, se aplicaron las normas vigentes de Pemex y, por primera vez, se aplicó el concepto de Seguridad Funcional en una refinera.

Los resultados esperados del proyecto son un ahorro estimado de 400 millones de dólares por año en concepto de ahorro por cambio de combustible y la reducción de la contaminación en un 60%.

Desarrollo del proyecto

Este proyecto involucró el trabajo articulado de varias especialidades y de equipos de trabajo de Pemex que fueron acompañados por la empresa

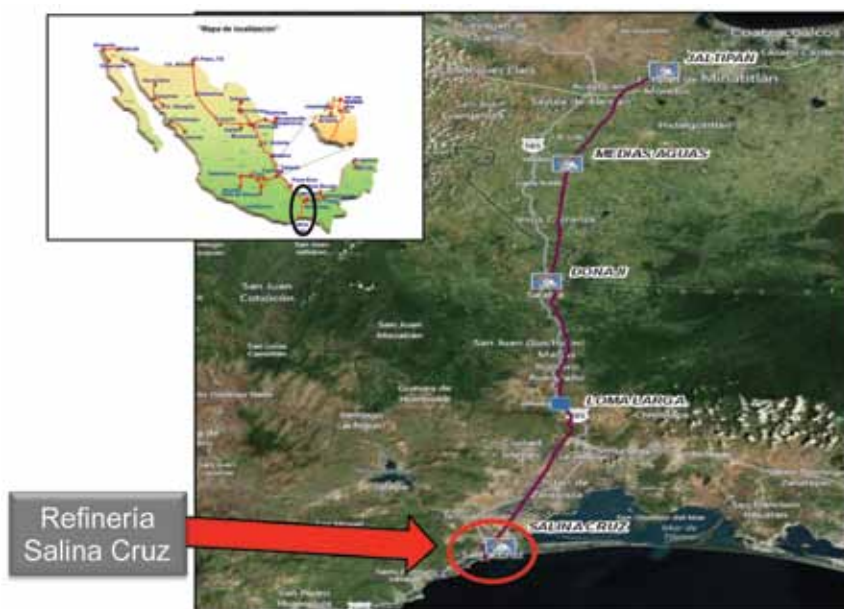


Figura 1. Localización Gasoducto Gas.

Emerson desde la etapa de conceptualización de la ingeniería preliminar (FEED), lo cual facilitó la tarea en la conceptualización de la solución en general y particularmente de la automatización, así como su ejecución debido al involucramiento temprano del proveedor. Esto último evitó rehacer los trabajos, comprar en forma apresurada e introducir cambios drásticos durante el suministro, la instalación y la puesta en operación.

El principal desafío del proyecto fue la rehabilitación, la conversión de servicio del gasoducto LPG a gas natural que va prácticamente del Golfo de México al puerto de Salina Cruz, lo cual trajo aparejado la implementación de tres estaciones de compresión ubicadas en las ciudades de Jáltipan, Medias Aguas y Donají.

Áreas de trabajo

El proyecto fue dividido en cuatro áreas de trabajo:

1. Automatización del gasoducto existente de 12" D.N. que recorre desde la ciudad de Jáltipan (estado de Veracruz) hasta Salina de la Cruz (estado de Oaxaca).
2. Sistema de control distribuido de las tres nuevas Estaciones de Compresión (Jáltipan, Medias Aguas y Donají; Veracruz) y Sistema de F&G de tres nuevas Estaciones de Compresión (Jáltipan, Medias Aguas y Donají).

3. Sistema de Medición con transferencia de custodia (LACT) en el punto de entrega de la filial de Pemex, Pemex Gas y Petroquímica Básica a Pemex Refinación.

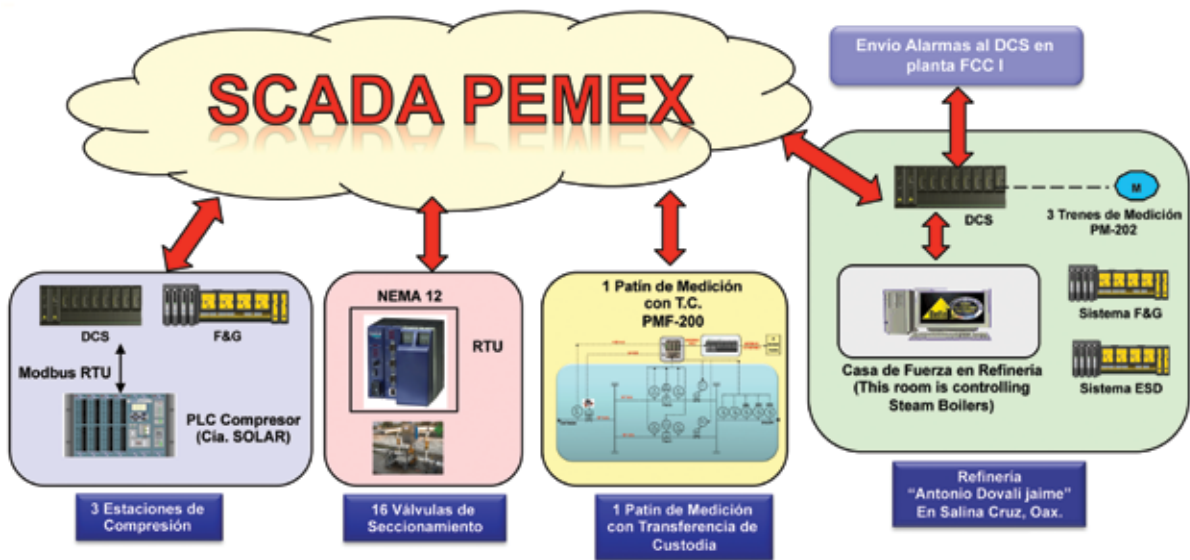
4. Adaptación de las instalaciones en la Refinería "Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, que incluye sistemas de regulación y sistema de medición de la mezcla de gas que llega por el gasoducto y el gas combustible que se produce en la refinera.

La solución integral del proveedor de la automatización (Emerson) cubrió la conceptualización y el diseño final de la automatización, incluyendo la ingeniería, el suministro, la instalación y el montaje, las pruebas y la puesta en operación de la instrumentación; las válvulas y los actuadores, los sistemas de control, los sistemas de Gas y Fuego, el sistema de Paro por Emergencia y los patines de medición y la regulación, como se muestra en la figura 1.

Para una mejor comprensión de la automatización implementada en este gasoducto, comentaremos en detalle cada una de las partes que integraron el proyecto.

Parte 1: gasoducto o derecho de vía (232 km)

El área está integrada por los 232 KM de ducto o derecho de vía de 12"



Esquema de la automatización implementada.

de diámetro que se inicia en el km 0+000 ubicado en la ciudad de Jáltipan, donde se halla la conexión con el gasoducto Cosoleacaque, Veracruz, hasta Juan Dios Covarrubias, Veracruz; que suministra gas a este gasoducto y termina en la refinería en el km 232+991. Allí se ubica el punto de transferencia entre dos entidades de Pemex y además cuenta con la medición de flujo para transferencia de custodia.

Para la conversión del servicio del gasoducto de LPG a gas natural se hizo

una revisión técnica de ese ducto, de acuerdo con la normatividad vigente en México (NOM-007-SECRE-2010 apartado 7.36), lo que provocó que se adicionaran cinco válvulas de seccionamiento nuevas (VS Jáltipan 0+000, VS Texistepec, VS Ubero, VS Guivicia y VS Chivela); así como la automatización de 15 válvulas de seccionamiento, incluyendo las cinco nuevas mencionadas (Figura 2).

Las válvulas de seccionamiento, medio de corte del flujo de gas y aislamiento de una fuga tienen su topolo-

gía de control basada en un actuador, una Unidad Terminal Remota (RTU), transmisores de Presión, enlace de radio satelital o UHF y una unidad de fuerza ininterrumpible (UPS) para respaldo de energía eléctrica por ocho horas, como se indica en la figura 3.

El actuador es un equipo auto-operado por el gas con tecnología gas sobre aceite. Este aprovecha la energía del gas para abrir o cerrar, y cuenta con tanques pulmón o de almacenamiento de gas natural para guardar energía que le permita operar cuando

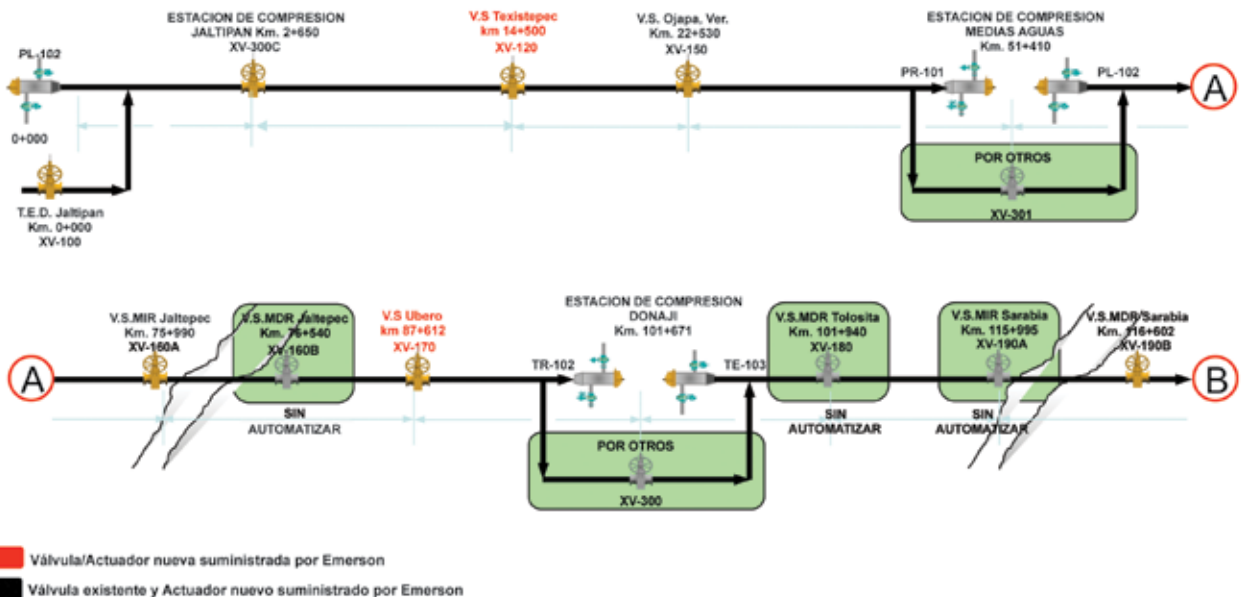


Figura 2a. Esquema original del servicio del gasoducto.

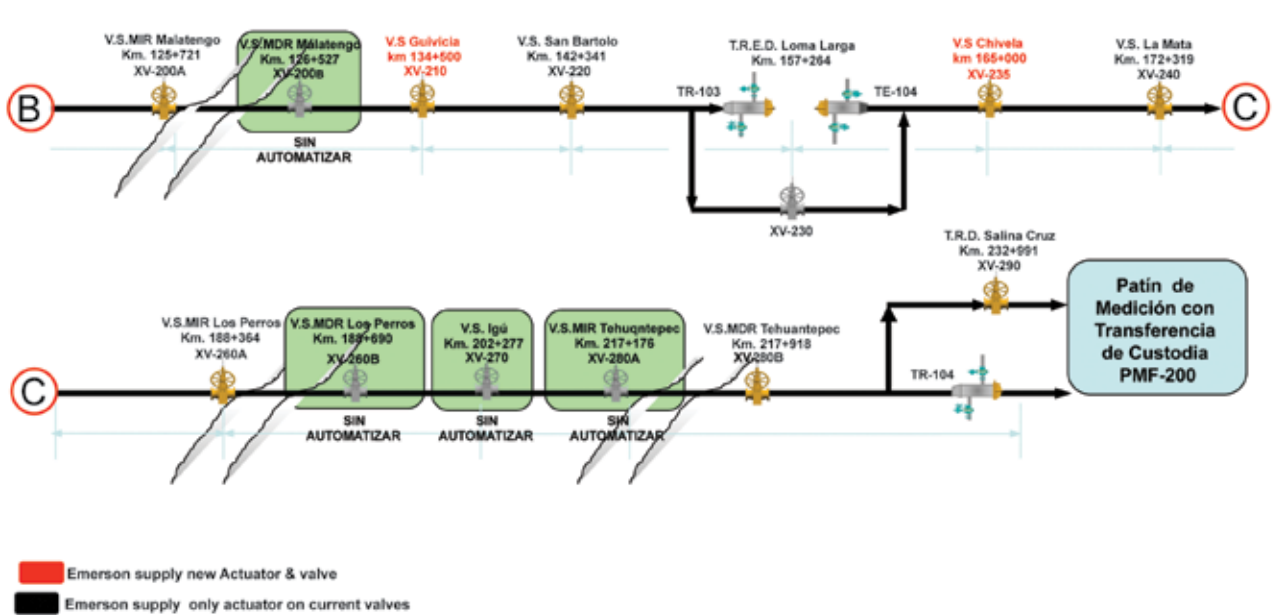


Figura 2b. Esquema del servicio automatizado del gasoducto.

no haya presión en el gas de la línea.

Se usaron transmisores de presión para el monitoreo de presión, antes y después de la válvula de seccionamiento, con salida en protocolo BSAP, cuyas mediciones de presión son enviadas al RTU; esta característica de monitorear la presión en protocolo BSAP permite que el personal de operación del gasoducto presente un informe de una gráfica y una tabla de valores de presión, que indique el comportamiento de la presión, segundos antes y después del cierre de la válvula de seccionamiento. Esta in-

formación se conoce como la función de "Trip Table" y se genera en la RTU.

La RTU que permite accionar al actuador es un equipo integrado en un gabinete Nema 12, que además de mandar a abrir y cerrar el actuador, monitorea la presión de los tanques pulmón, la carrera de la válvula (porcentaje de apertura de la válvula), la posición de la válvula (abierta o cerrada) y la función de *partial stroke*, entre otras. Esta última función es una característica importante de la tecnología utilizada por el proveedor, que reduce los costos de mantenimiento

al poder configurar la verificación de cerrar unos cuantos centímetros la válvula en la fecha y hora que se programe (preferentemente, una vez al día, por la mañana), de esta forma se sistematiza la verificación. En el caso de que no se pueda cerrar estos pocos centímetros, se enviará una alarma al operador del Sistema SCADA, que notificará al personal de mantenimiento para la verificación y, llegado el caso, su mantenimiento.

Esta prueba, en general, se hacía físicamente con una cuadrilla de personal en cada sitio, lo que generaba el

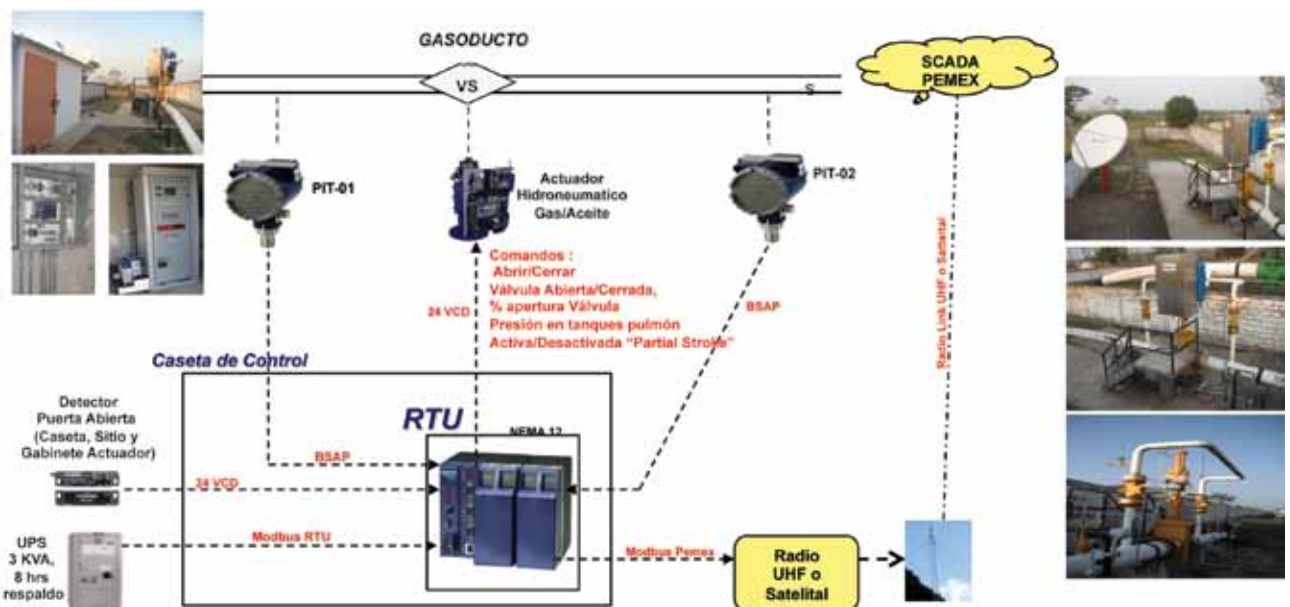


Figura 3. Topología de control del sistema.

recorrido de la cuadrilla de mantenimiento cada semana a todo el ducto, horas/hombre que actualmente con esta tecnología se pueden ahorrar, optimizando los costos de mantenimiento.

Otras señales de campo que se incluyeron y que fueron integradas al RTU como señales de monitoreo y supervisión son los detectores de apertura de la puerta de caseta de control, detector de apertura de la puerta de acceso al sitio y detector de apertura de la puerta del gabinete de control del actuador, incluyendo un detector de movimiento (intrusos).

La información de la RTU es enviada a la Red Wan de Pemex y de ahí al SCADA, mediante la implementación de un radio UHF o radio para enlace satelital. En el caso del enlace UHF, en el sitio se colocó una antena Yagui que se enlaza a una estación maestra que integra varios enlaces UHF. Y de allí sube la señal a la red WAN, de Pemex, para que posteriormente, mediante una dirección IP, los datos sean

llevados al SCADA de Pemex existente en la ciudad de México.

En el caso de un enlace satelital, se colocó un radio satelital y una antena para llevar al satélite los datos del sitio, y de allí bajar la información también al SCADA existente de Pemex.

Parte 2: tres estaciones de compresión

La implementación de las tres nuevas estaciones de compresión se debe a la conversión de la línea de 12" de LPG a una línea de gas natural, es decir del manejo de un gas en lugar de un líquido, que hizo que Pemex relocalizara y modernizara 6 turbocompresores modelo Centauro 40 de 4700 HP ISO, de la marca Solar, para ser instalados en las estaciones mencionadas (dos turbocompresores por estación) con el fin de establecer el perfil de presión indicado en la figura 4.

Las estaciones de compresión de gas Jáltipan, Medias Aguas y Donaji son en realidad áreas de compresión

que se adicionaron a las áreas existentes de bombeo que ya operan para los oleoductos de 38" de diámetro y 48" de diámetro. En el caso particular de la estación Donaji, se tiene un poliducto adicional de 18" de diámetro. Por lo tanto, las estaciones mencionadas son áreas existentes de bombeo en las que se incluyó el área de compresión del gasoducto de 12" de diámetro, cuya localización dentro de cada estación respeta la normatividad de Pemex en cuanto a las distancias mínimas entre instalaciones.

Los compresores reubicados en cada una de las estaciones de compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donaji cuentan con un sistema de protección propio a base de PLC para cada una de las máquinas de compresión. En tanto, para la protección y el control de cada una de las estaciones de compresión se tiene un sistema Delta V para el control de proceso de la estación e interactúa con el PLC de cada máquina vía protocolo Modbus RTU, y un sistema de Gas y Fuego DeltaV SIS.

La integración del sistema de Gas y Fuego de Pemex en el área de compresión exigió a la empresa mexicana que se implemente un sistema de Gas y Fuego en las áreas de bombeo que compartían la instalación con el área de compresión, con el objetivo de mantener monitoreada toda la estación. Resulta importante la implementación de este sistema en las áreas de líquidos (Bombeo), porque cualquier eventual derrame provocado por una fuga de crudo o destilados que estas áreas bombean podría escu-

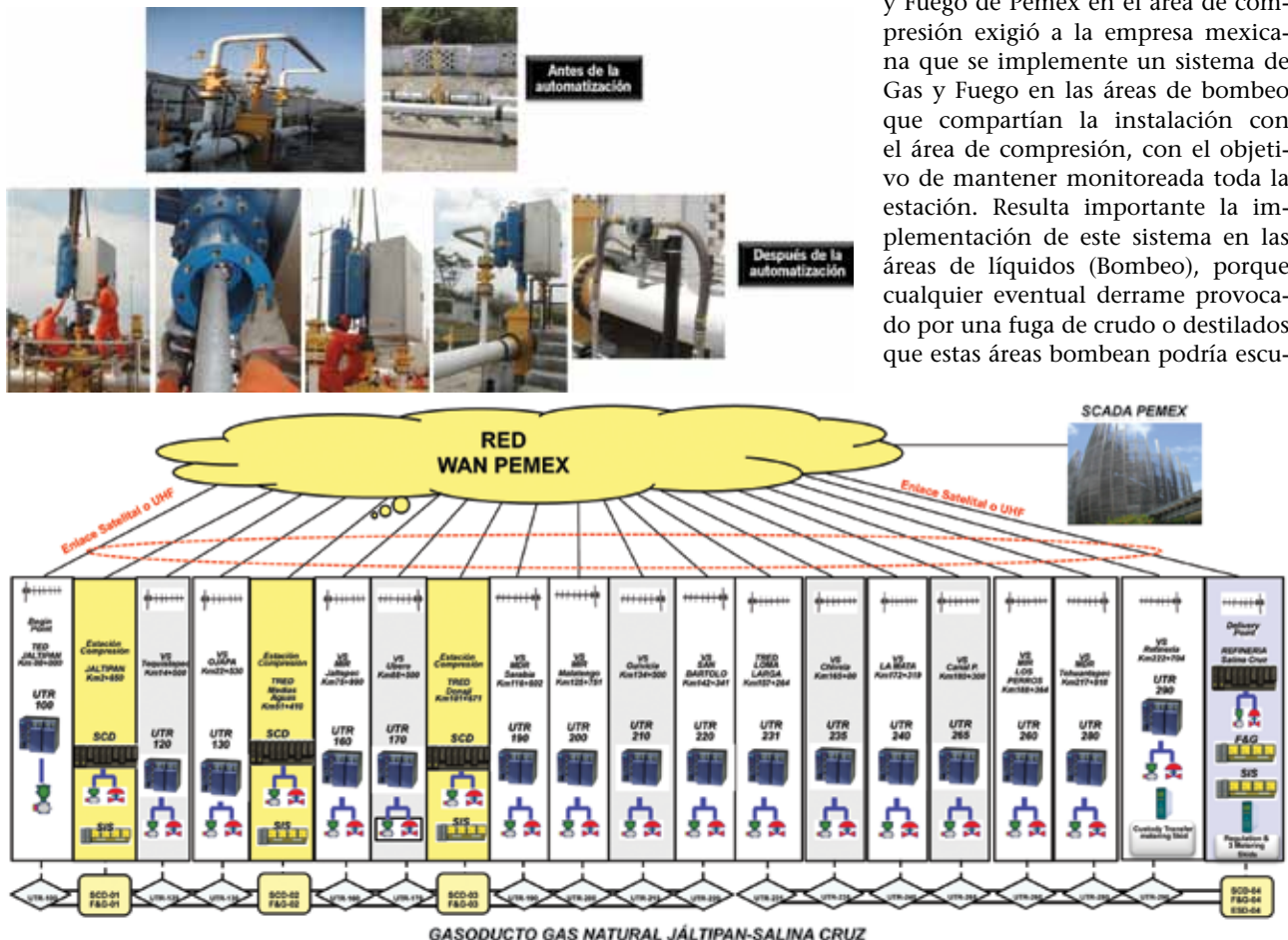


Figura 4. Topología Gasoducto Gas Natural (Jáltipan-Salina Cruz).

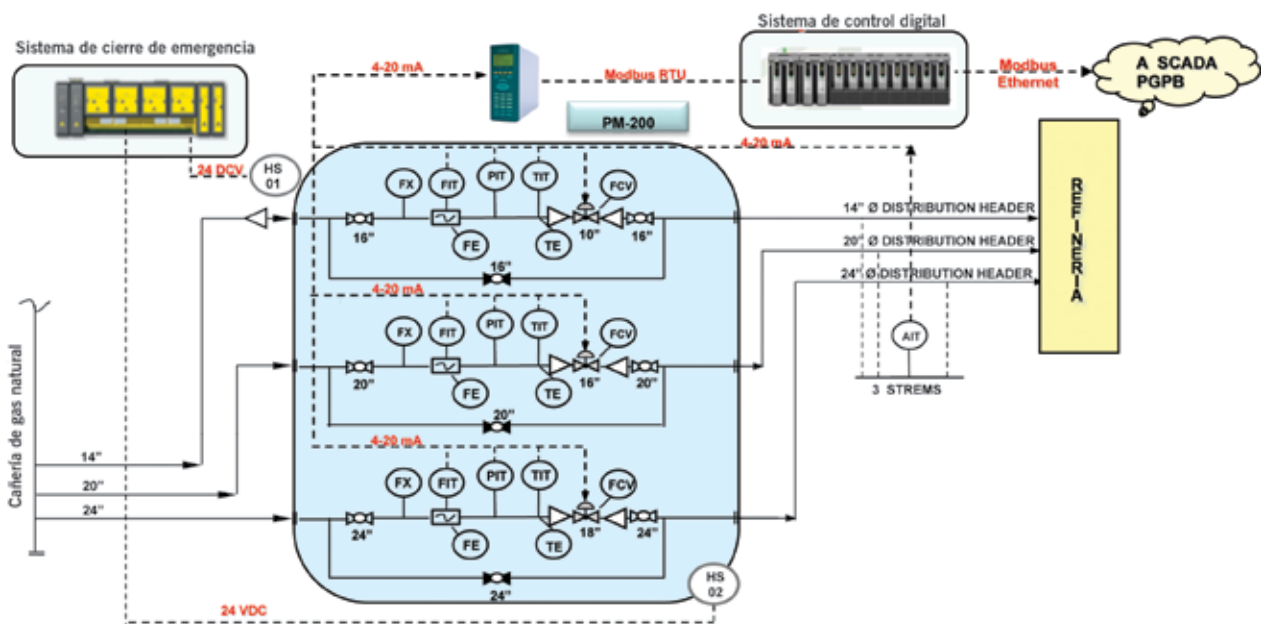


Figura 5. Instalación de medición en refinería con el sistema ESD.

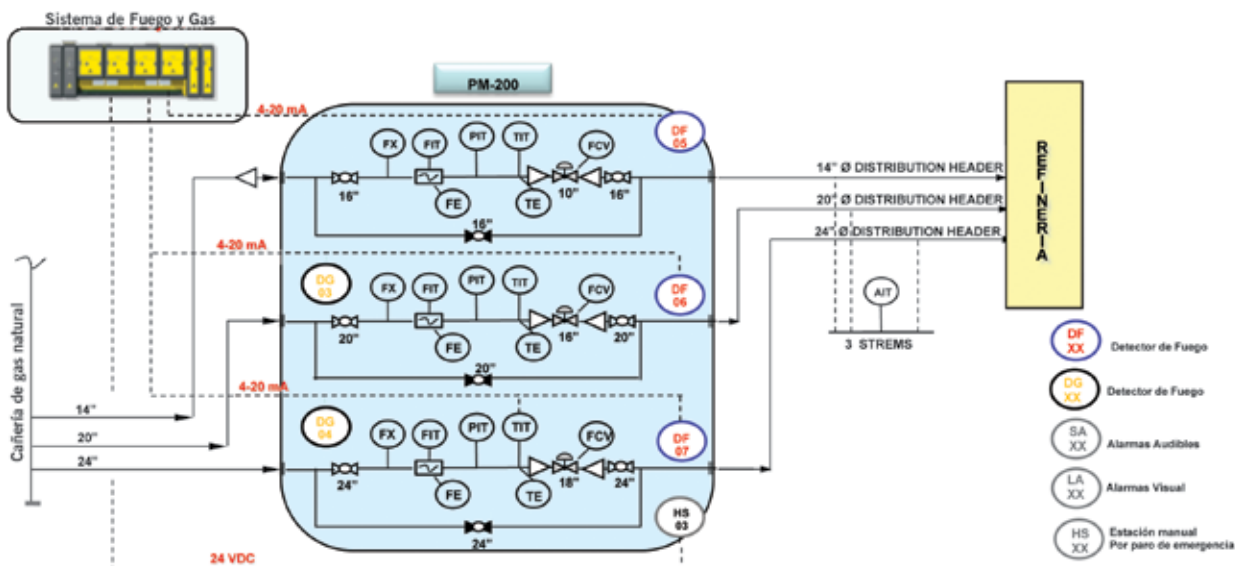


Figura 6. Instalación de medición en refinería con el sistema "Fuego y Gas".

rir hacia las áreas de los gasoductos y generar fuego.

El proveedor (Emerson) también participó como una segunda etapa en la implementación de estos sistemas de Gas y Fuego de las áreas de bombeo y de la red de agua contra incendio de toda la estación, es decir, del sistema de mitigación sobre la base de agua contra incendio de toda la estación, que incluye las áreas de compresión y bombeo, como se muestran en las topologías indicadas en las figuras 5 y 6.

Una función adicional de los sistemas de control tanto en las estaciones de compresión como en Refinería es la función de "gateway" para enlazar

la información que se genera en las estaciones de compresión y la refinería al sistema SCADA de Pemex, vía la red WAN del propio Pemex.

Todos estos enlaces tienen como finalidad que se tenga un monitoreo en línea de todo el gasoducto a nivel central, funcionalidad típica de estos sistemas SCADA en todo el mundo.

Parte 3: sistema de medición con transferencia de custodia en punto de entrega. Del área de Ductos a la refinería Antonio Dovalí Jaime

Después de que el gasoducto ha recorrido 232 km, en el punto donde

se localiza la última válvula de seccionamiento, conocido como TRD refinería, se localiza el punto donde se realiza la entrega de la molécula de gas natural del área de ductos (Pemex Gas y Petroquímica Básica) al área de la Refinería de Salina Cruz (Pemex Refinación). Por ello se implementó un sistema de medición de flujo de acuerdo con AGA para la medición de medidores ultrasónicos con la característica de transferencia de custodia (Figuras 7a y 7b).

Antes de que el gas natural llegue al sistema de medición, el gas pasa a través de un sistema de filtrado FC-201 del tipo coalescente, que filtrará



Figura 7a. Instalaciones de medición de flujo.

cualquier sólido y, principalmente mediante el efecto de coalescencia, separará cualquier posibilidad de condensados.

Si se generen condensados, serán separados en este filtro y acumulados en un tanque atmosférico TC-201. Tanto en el filtro como en el tanque acumulador de condensados se monitorean constantemente, mediante transmisores de nivel, el nivel de líquidos, tanto para que no sean arrasados corriente adelante, como para disponer de ellos en el tanque acumulador de condensados.

El sistema de medición es un patín de dos trenes de 12" de diámetro, con cabezales a la entrada y a la salida de 18" de diámetro, que uno de ellos opera al ciento por ciento, y el otro, de reserva. Cada tren cuenta con medición de flujo a base de tecnolo-

gía ultrasónica, medición de presión y temperatura con transmisores y válvulas de control de flujo.

Para completarlo, el sistema de medición cuenta con un sistema de calidad sobre la base de analizadores de humedad (H₂O), analizador de ácido sulfídrico (H₂S) y azufre total (HS); también cuenta con un cromatógrafo para monitorear la caracterización del gas, el poder calorífico y el punto de rocío. Este último analizador se instala antes de la medición y los otros analizadores, después de la medición, acorde a la normativa de Pemex.

Las señales del sistema de medición de flujo y del sistema de calidad son enviadas a un computador de flujo modelo S600+ que tiene redundancia, y este, a su vez, mediante radio UHF se enlaza a la red WAN de Pemex que permitirá llevar los datos

al sistema SCADA existente de Pemex (Figura 8a, 8b y 8c).

Parte 4: área de refinería Antonio Dovalí Jaime, en Salina Cruz

La refinería recibe el gas en el punto de transferencia y lleva el gas 2 km adelante, hasta la planta Primaria I, donde se localiza el sistema de regulación de presión de 25 a 4 kg/cm², con un flujo de 85 MMFCD (PR-200).

Antes de que el gas entre al sistema de regulación, se tiene una válvula de corte XV-320, que está interactuado por un sistema DeltaV SIS que emula el sistema de paro de emergencia. Esta válvula de corte operará ante una caída de presión de 3.0 kg/cm² y cuando la presión se incremente más de 5 kg/cm². Esta válvula es la última opción para el cierre en la aportación de gas a la refinería.

El sistema de regulación cuenta con dos trenes: uno que opera al ciento por ciento y otro que queda de reserva. Cada tren de regulación cuenta con dos reguladores que operación en un arreglo, de forma que solo uno de ellos opera, mientras que el otro queda en reserva. Si el regulador que está trabajando se daña, inmediatamente y de forma automática el otro regulador tomaría la carga para regular la presión. De esa manera, no se pierde la continuidad.

Si ambos reguladores fallan, el tren de respaldo repetirá la operación descrita. Adicionalmente, este siste-

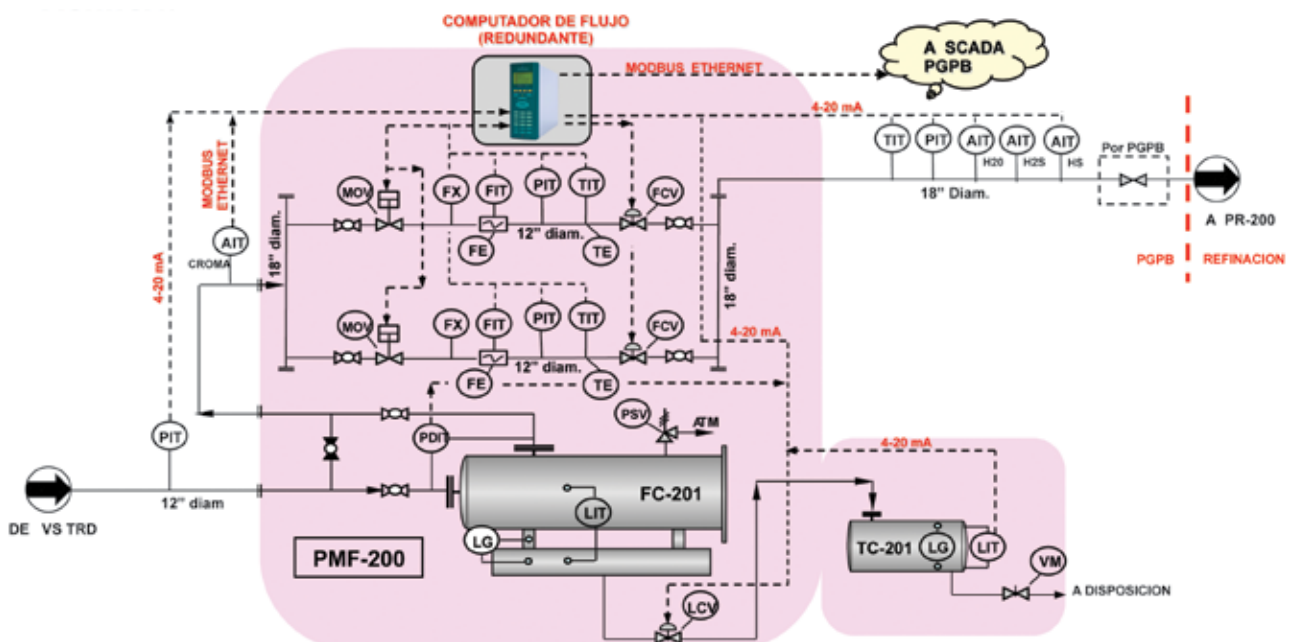


Figura 7b. Instalación de medición de flujo.

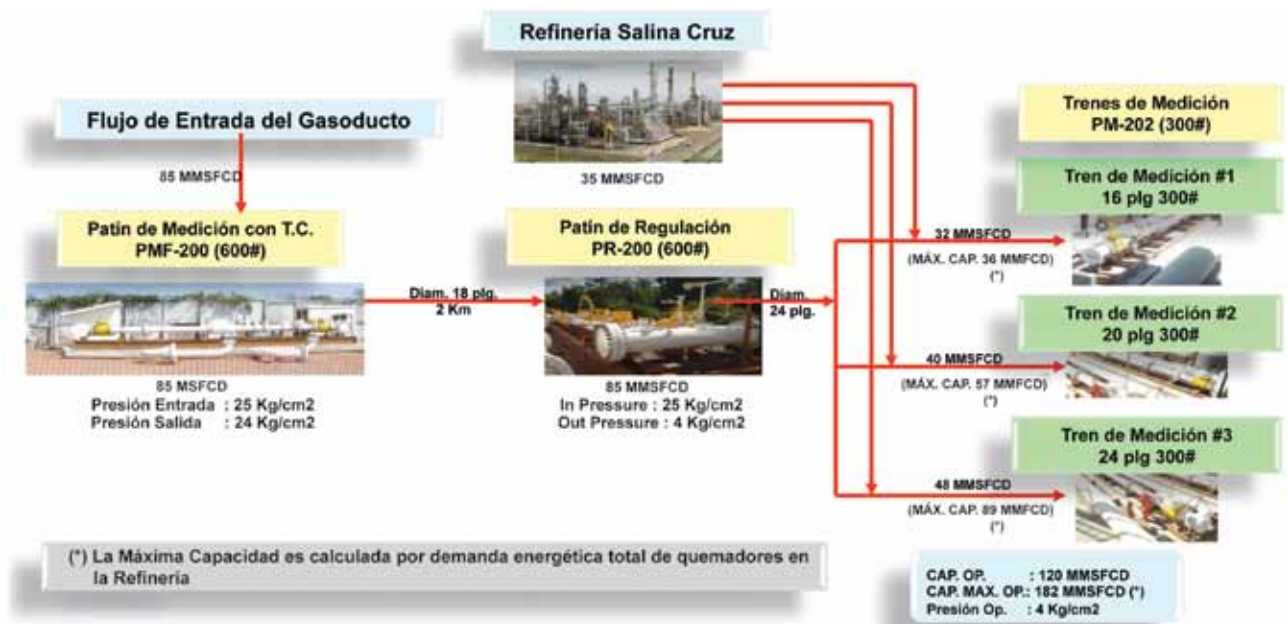


Figura 8a. Diagrama de flujo esquemático: entrega de gas en refinería 85 MMSCFD del gasoducto + 35 MMSCFD de refinería.

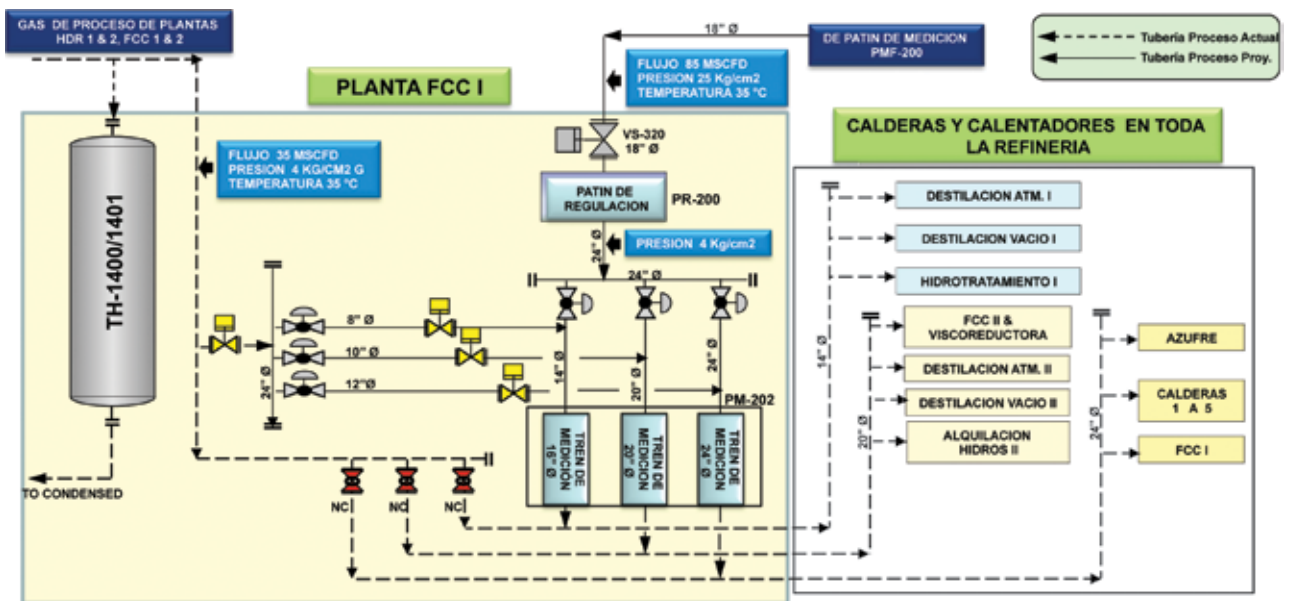


Figura 8b. DTI del arreglo para el suministro de gas en refinería.

ma de regulación cuenta con una válvula de corte llamada *slam-shut*, que opera en base a las presiones que detecta localmente. Si hay una fuga en el sistema, la presión bajará a un valor que los reguladores no podrán controlar e, inmediatamente, se mandará a cerrar la válvula *slam-shut*. Si de igual forma hubiera un rechazo de carga, los reguladores tratarán de controlar la presión pero el incremento de presión se presentará, y la válvula *slam-shut* cerrará cuando la presión suba más de 5 kg/cm².

A la salida del patín de regulación, la línea de gas natural se divide en

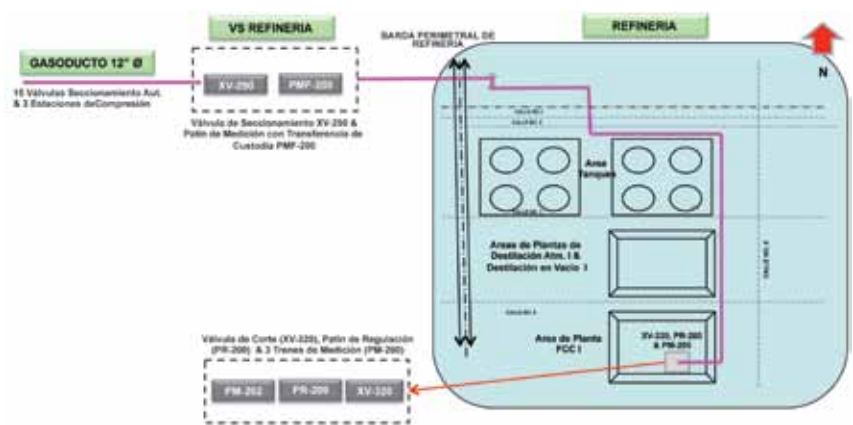


Figura 8c. Punto de Entrega en Refinería.

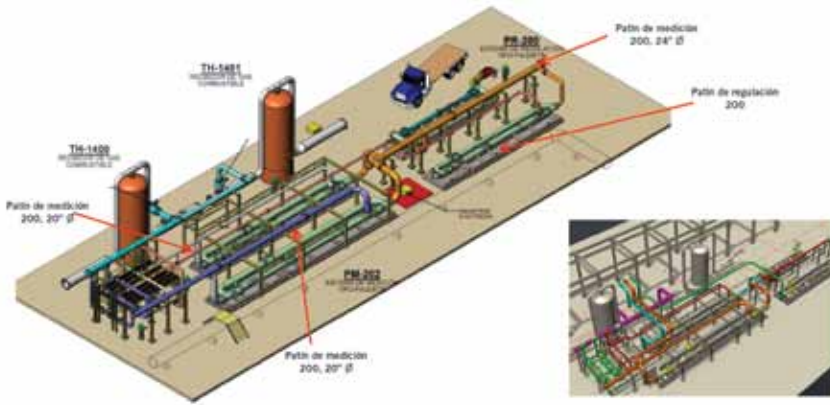


Figura 9a. Patín de regulación.

tres circuitos donde se integran las corrientes de gas combustible que produce la refinera, con una capacidad promedio de 35 MMFCD a una presión de 4 kg/cm².

Los aportes de gas de la refinera y del gasoducto hacen un total de aporte a la red de gas combustible de toda la refinera de 120 MMFCD, dividida en tres circuitos (Figuras 9a, 9b y 9c).

El primer circuito, de 14" de diámetro, tiene un aporte de gas de 32 MMFCD para suministrar gas a los quemadores de los calentadores de las plantas Primaria I (destilación atmo-

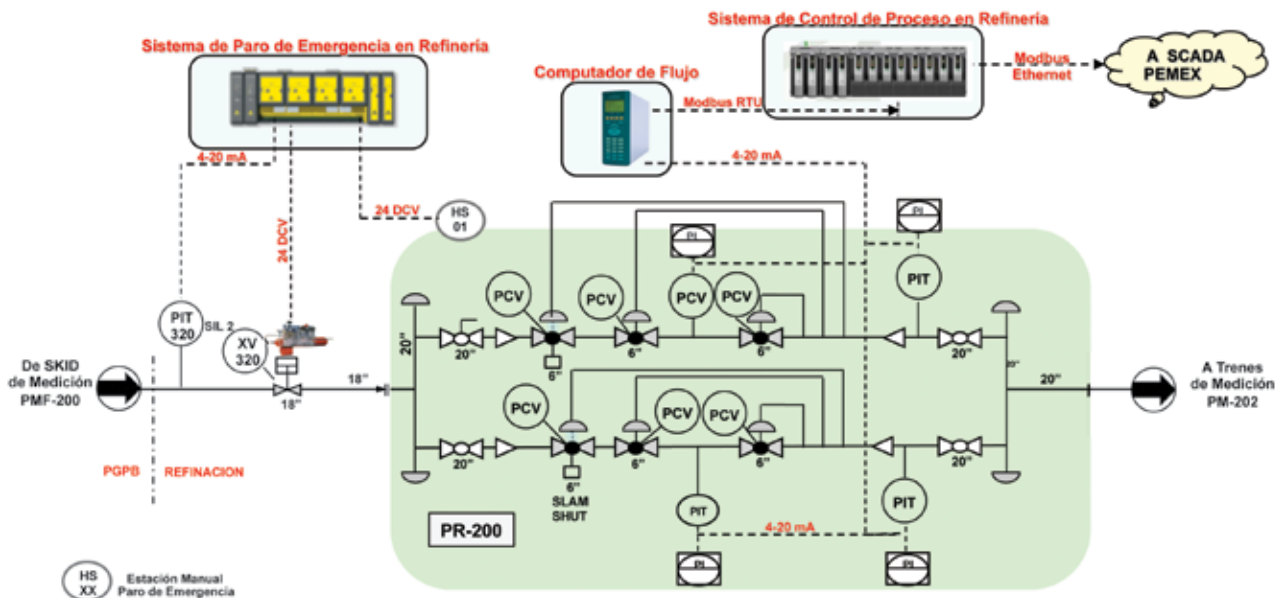


Figura 9b. Topología del patín de regulación del sistema PR-200 y ESD en la refinera.

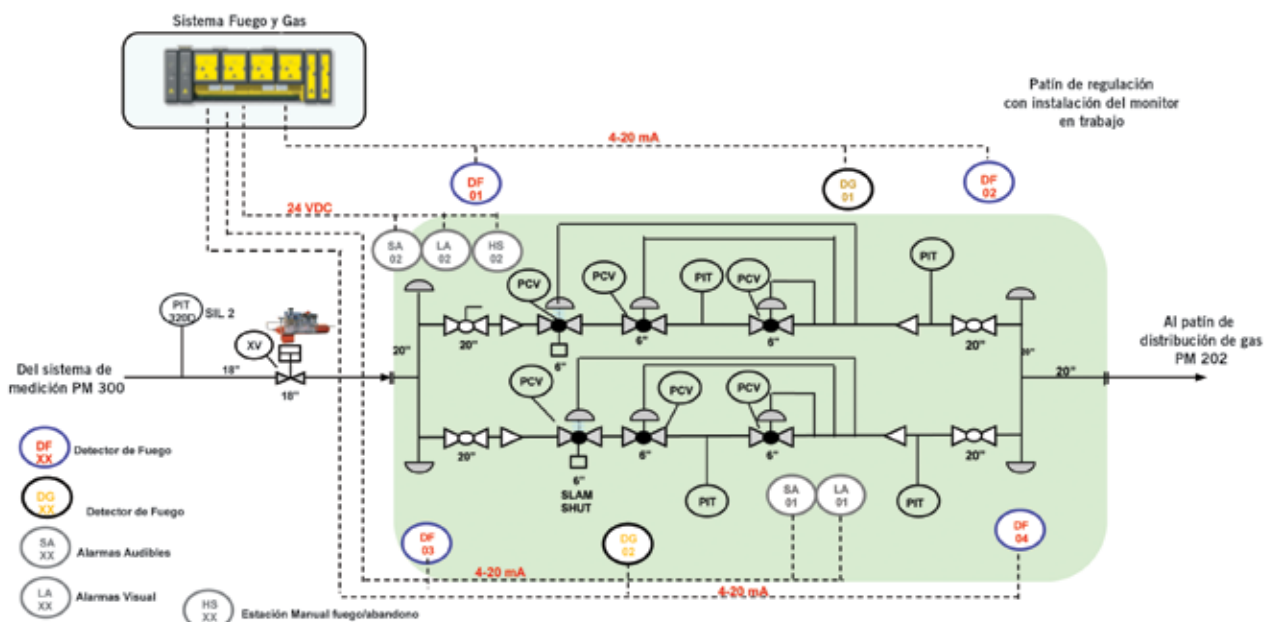


Figura 9c. Topología del patín de regulación del sistema PR-200 y F&G (Fuego y Gas) en la refinera.

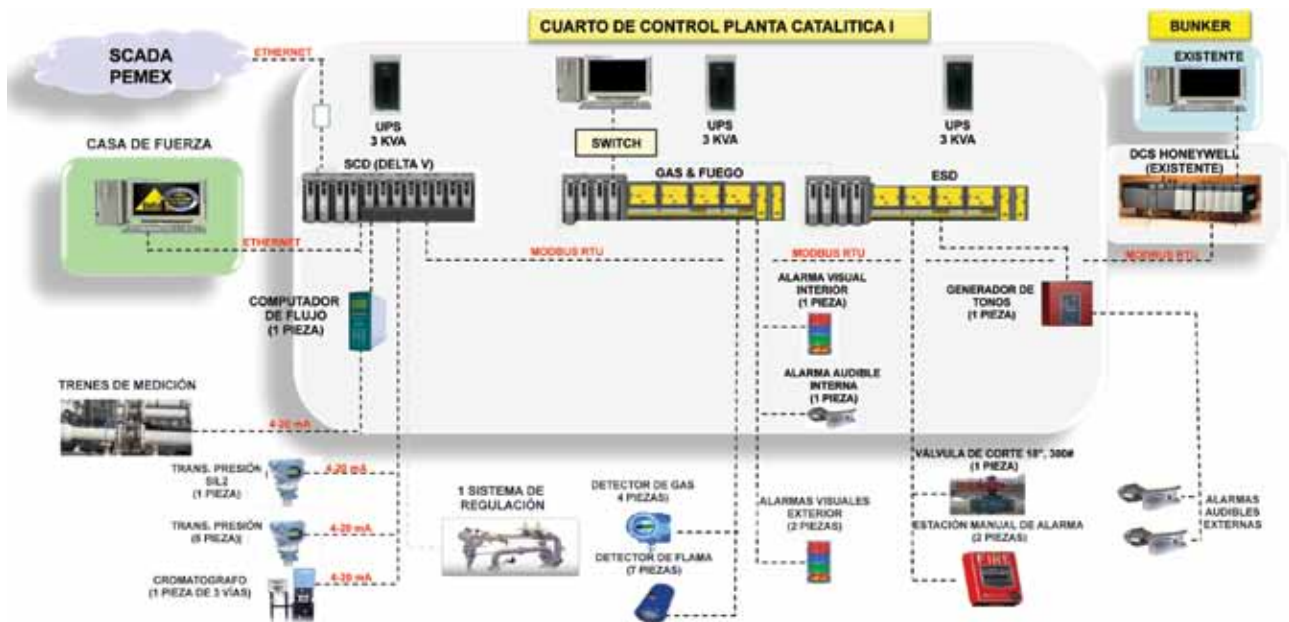


Figura 10a. Arquitectura general del SCD, G&F y ESD en la refinería.



Figura 10b. Patín de regulación (PR-200) y 3 patines de medición (PM-200) en la refinería.

férica), Destilación en vacío I y Planta Hidros I.

El segundo circuito, de 20" de diámetro, realiza un aporte de gas de 40MMFCD para suministrar gas a los quemadores de los calentadores de las plantas FFC II, Viscoreductora, Primaria II, Destilación en vacío II, Alquilación e Hidros II.

Finalmente el tercer circuito, de 24" de diámetro, tiene un aporte de gas de 48 MMFCD para suministrar gas a los quemadores de las calderas 1 a 5, y a los quemadores de los calentadores de las plantas de Azufre y FFC I.

Cada tren de medición tiene un computador de flujo que, mediante el lazo de control, se mantiene en combinación con el sistema de control de proceso, el control de flujo de las aportadoras de gas de la refinería y del gas del gasoducto, logrando que el aporte de gas a los circuitos de la refinería sea constante o en el valor determinado.

Una medición más es la medición del poder calorífico de la suma de las corrientes, la caracterización y el punto de rocío a la salida de la mezcla.

Cabe mencionar que para control del proceso y la seguridad de la distribución de gas en el punto de recibo de gas del gasoducto y el aporte de gas combustible de la refinería se ha implementado el concepto de seguridad funcional, basado en un sistema de control de proceso, sistema de Gas y Fuego y el sistema de paro por emergencia, como se indica en la figura 9c.

Para conceptualizar de manera resumida la importancia de la implementación de un sistema de monitoreo y de control integral de las cuatro partes que hemos explicado (válvulas de seccionamiento, estaciones de compresión, punto de entrega y medición con transferencia de custodia y la distribución y mezcla de gas en la

refinería "Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz) se muestra en la topología de las figuras 10a, 10b y 10c, que integra por primera vez en México una refinería a un sistema SCADA.

Pruebas

Después de la instalación de los equipos se realizaron pruebas de manera parcial en las válvulas de seccionamiento, una a una, las estaciones de compresión, el sistema de medición de transferencia de custodia y en la refinería.

A medida que se fue implementando la automatización, la ventaja de tener una sola tecnología y un solo proveedor de automatización (Emerson), trajo como consecuencia más rapidez en el arranque debido a que no hubo trabajos reiterados, ni reingenierías ni compras de apuro.



Figura 10c. Sistema de monitoreo y de control general.

Cronograma del proyecto

El planeamiento y la conceptualización del proyecto se inició en 2012, y en ese momento Pemex, acorde a los conceptos de *Main Automation Contractor* (MAC), acudió a la sede del proveedor de automatización para un involucramiento temprano en el proyecto de automatización del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, lo que permitió la reducción de costos y tiempos de ejecución.

Esto se debió a que el proveedor de MAC tomó la responsabilidad de los trabajos de ingeniería básica y de detalle de la automatización, la inspección, los dictámenes técnicos y la logística de traslado, entre otras actividades, teniendo como prioridad la inspección crítica que se inicia desde el primer momento, con la capacidad y la flexibilidad de hacer cambios y adiciones en el proyecto.

Resultados obtenidos

Se obtuvo automatización en el gasoducto, en las estaciones de compresión, en el punto de medición con transferencia de custodia y en el área de recibo de gas en la refinería Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oax. Todas las áreas mencionadas fueron controladas y monitoreadas por un sistema SCADA.

Las innovaciones tecnológicas en

las válvulas de seccionamiento fueron reflejadas en las funciones de mostrar los valores de presión unos segundos antes y después del cierre de estas válvulas, función conocida como *Trip Table*, o la verificación de que la válvula puede operar mediante la función llamada *Partial Stroke*.

Las innovaciones tecnológicas en las estaciones de compresión se demostraron en la interacción de los sistemas de control, en la lógica de control del paro de los compresores, en la integración de los PLC's de los compresores de la estación y en la conectividad con el SCADA a través del sistema de control de proceso, entre otras.

La innovación del sistema de medición con transferencia de custodia se observó en la implementación del computador de flujo S+600; las características técnicas de estos equipos permitieron una mayor precisión de la medición de flujo de acuerdo con AGA-9.

Las innovaciones del lado de la refinería Antonio Dovalí Jaime, simplemente se observó en la implementación de la "Seguridad funcional", es decir, en las capas de protección de valores de proceso y alarmas de proceso mediante el sistema de control de proceso, la capa de protección a base de detección de fuego y mezclas explosivas mediante el sistema de Gas y Fuego, y la capa de protección mediante del sistema de paro por emergencia.

Beneficios alcanzados por el proyecto

Como se mencionó al comienzo de este artículo, los objetivos del proyecto fueron disminuir los costos de la energía y disminuir las emisiones de contaminantes.

Al realizar el análisis de consumo previo de combustóleo y el consumo de gas natural proyectado y si consideramos los costos de promedio de ambos por un año, se obtiene un ahorro en combustible de 200 billones de dólares anuales.

En relación con las emisiones de contaminantes, el cambio de combustóleo a gas natural disminuyó las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera a 1,2 millones de toneladas por año. Si se considera la disminución en las emisiones de dióxido de carbono de 1,2 miles de toneladas, considerando el crédito de carbón a 5,3 dólares/tonelada, y si se colocan las emisiones en el mercado, se tiene un crédito total de carbón de 6,5 MMUSD por año.

Por otro lado, las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) disminuyeron a 50,3 miles de toneladas por año.

Adicionalmente, se produjeron ahorros en la compra de químicos para el tratamiento de combustibles, sumando 3,2 MMUSD en ahorros.

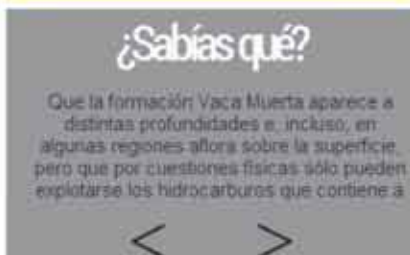
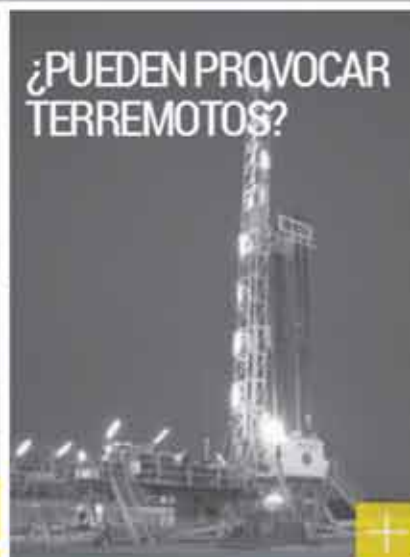
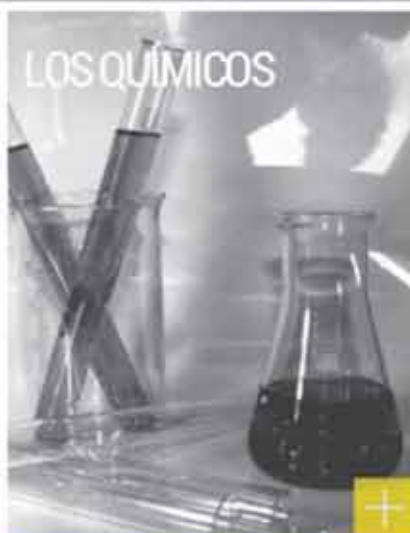
También se disminuyó la generación y el consumo de vapor utilizado como atomizador de combustóleo a 138 miles de toneladas por año, y ahorrando un promedio de 138 MUSD por año en energía.

Por lo tanto, el cambio de uso de combustóleo en la Refinería Salina Cruz por gas natural produce un ahorro anual de 400 MUSD.

Cabe destacar, que el proyecto de transformación del consumo de combustóleo a gas natural de la refinería Salina Cruz está en evaluación por parte de la ONU por ser el principal proyecto en América Latina que busca disminuir las emisiones de carbono a la atmósfera.

De cara al futuro de la refinería y considerando dentro de la planificación un aumento en la demanda, se considera la adición de una nueva planta de generación, ya que el gasoducto de 12" no será suficiente para abastecer a toda la planta. ■

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al fracking o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!



18.000 alumnos ya recibieron una educación para la sustentabilidad energética

Crece el éxito del Programa del Uso Racional y Eficiente de la Energía, que enseña a los niños a cuidar la energía y a pensar en el medioambiente a través de actividades teóricas y lúdicas.

Unos 18.000 alumnos de distintas escuelas de todo el país ya participaron del Proyecto UREE de uso racional y eficiente de la energía, una de las acciones que lleva adelante el IAPG destinada a la educación para la sustentabilidad energética.

El programa nació en 2010 ante la imperiosa necesidad de hacer frente a la problemática sobre la eficiencia energética, la preocupación por su administración y la disminución del consumo para preservar los recursos naturales no renovables por más tiempo.

Este programa consiste en impartir una serie de clases teóricas y prácticas, con material didáctico e interacción de los niños, acerca de cómo se presenta la energía en nues-



tras vidas cotidianas y en cómo podemos ayudar a cuidarla. Con la educación se busca generar un cambio cultural y sustentable desde los niños hacia el resto de la sociedad, basados en la noción de que los conocimientos que se adquieren en la infancia forjan una actitud decisiva a lo largo de la vida y que los conocimientos impartidos a los niños serán, más tarde, difundidos por ellos en sus hogares y entornos, generando así un “efecto cascada”, ya que debemos “educar a los chicos para educar a los grandes”, según reza el lema del programa.

Este programa ha tenido su primera prueba piloto en Río Gallegos en 2005 y fue propuesto para los colegios primarios de la Ciudad de Buenos Aires a partir de 2010 dentro del programa de Escuelas Verdes (Ministerio de Educación de la Ciudad de Buenos Aires), incluyendo desde 2014 las escuelas secundarias. También se ha realizado en Sarmiento (Provincia del Chubut) y pronto se realizará en Comodoro Rivadavia; Neuquén; Río Gallegos (Santa Cruz) y Río Grande (Tierra del Fuego).

El objetivo principal del programa es acompañar a la sociedad, y esencialmente a los niños, en la toma de conciencia sobre los problemas de la escasez de recursos energéticos y la necesidad de afrontar el problema, proponiendo un cambio en los hábitos sin necesidad de cambiar la calidad de vida.

“Para favorecer un cambio cultural tenemos que estar presentes –explica la Dra. Nancy Oliveto Erviti, especialista en legislación medioambiental y creadora del Proyecto, el cual se instrumenta a través del IAPG– y trabajar en el proceso educativo, concientizar e involucrar sobre el cuidado de la energía y del medioambiente a la comunidad”.

Entre los objetivos concretos se encuentran los siguientes:

- Concientizar y sensibilizar a la sociedad.
- Promover el ahorro energético y el uso responsable de los recursos.
- Reducir el consumo energético (petróleo y gas).
- Preservar los recursos naturales no renovables por más tiempo.





Finalidad

- Que los niños actúen en su entorno como comunicadores de este mensaje.
- Utilizar herramientas pedagógicas, lúdicas y dinámicas.

Convenios celebrados

Naturalmente, para poder acceder a impartir conocimientos a los niños fue necesario establecer convenios con las autoridades de aplicación pertinentes.

Así, se estableció el Convenio Marco de Cooperación suscrito entre el IAPG, el Ministerio de Educación, junto con la Agencia de Protección Ambiental del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, el 15 de diciembre de 2010; fue renovado en 2013.

En el nivel provincial, se firmó el Convenio de colaboración entre el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible y el IAPG, el 28 de abril de 2013.

Progresivamente se celebraron convenios entre el IAPG y diversas autoridades, entre ellas el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires; Ministerio de Educación; Agencia de Protección Ambiental; y Escuelas Primarias de la Ciudad de Buenos Aires, así como un convenio de colaboración con el Instituto Provincial de Desarrollo Sostenible de la Provincia de Buenos Aires (Escuelas Primarias de la Provincia de Buenos Aires).

Desde entonces, el Programa UREE ha progresado imparablemente:

- En 2014 se capacitó a 160 docentes y a 3600 alumnos de 74 escuelas de C.A.B.A. en el marco del convenio con Escuelas Verdes, Ministerio de Educación de CABA; en 2015 se visitaron 80 escuelas primarias



y secundarias en CABA y 30 escuelas primarias en la Provincia de Buenos Aires. Para 2016 se estima que serán 100.

- Más de 17.800 alumnos de escuelas primarias se beneficiaron con el Programa UREE entre 2011, 2014 y 2015 en la ciudad de Buenos Aires, La Plata, Luján, Campana; Sarmiento en Chubut; Cutral C6 y Rinc6n de Los Sauces en Neuqu6n.
- Se logró acceder a las escuelas primarias vinculando la eficiencia energética con los contenidos curriculares del segundo ciclo (cuarto, quinto y sexto grado).
- Ante el 6xito del programa en las escuelas primarias, se comenz6 con el piloto del proyecto para escuelas secundarias (unos 30 bachilleratos generales y t6cnicos) de CABA.
- Tambi6n se particip6 de ferias, como "Tecn6polis" e "Innova feria de ciencia y tecnolog6a", donde volvemos a encontrarnos con maestros, alumnos y directivos. En la edici6n 2012 de Tecn6polis, donde el IAPG erigi6 un stand, se realizaron unos 170 talleres educativos con soporte audiovisual, a los que asistieron 8.500 estudiantes, en ocasiones acompa6ados por sus familias.
- Tras participar cada a6o en diferentes Ferias de Ciencia y Tecnolog6a (2011, 2012, 2014) del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, en el marco del Programa Escuelas Verdes, particip6 en agosto de 2015 de Innova 2015, invitados por Escuelas Verdes: compartimos su stand y entregamos material did6ctico a m6s de 6.000 alumnos, (docentes y directivos). Los alumnos asistieron a talleres o se divertieron aprendiendo con los juegos inform6ticos del PUREE.

Educaci6n para la sustentabilidad energ6tica

Sobre la actividad en las escuelas, en particular, los temas abordados en el programa son los siguientes:

- Matriz energ6tica de la Argentina.
- Recursos renovables y no renovables.
- Tipos de energ6as.
- Nuevas fuentes.
- Recursos naturales no renovables.
- Usos cotidianos de la energ6a y su optimizaci6n.
- Etiqueta de eficiencia energ6tica.
- Reciclaje de residuos: selecci6n de reciclables, c6mo y d6nde pueden llevarlos, qu6 hacer con ellos.



La metodología empleada en el programa incluye material didáctico realizado especialmente para ello, desde un video sobre eficiencia energética, libros, presentaciones y un maletín con fichas y láminas para aclarar conceptos y dudas.

A los docentes se les entrega el maletín con actividades; y a los chicos, las fichas para trabajar en clase y luego llevar a casa y compartir conocimientos con sus familias.

Sobre la conformación del programa, Nancy Oliveto Erviti explica: "El programa consta de dos partes: primero la capacitación, allí la actividad se desarrolla en tres etapas (miramos un video que trata sobre el uso del transporte, el uso del gas y la electricidad en la casa, sobre el reciclado de los residuos; luego conversamos y afianzamos conceptos; y finalmente, los chicos juegan con unos tableros que se llaman observando los barrios).

La segunda parte del programa es la medición, que aún no se ha implementado en todas las provincias donde se ha realizado esta capacitación y consta de medir en las escuelas cuánta energía se utiliza".



Esta actividad grupal busca suscitar conductas positivas para cuidar el medioambiente e identificar las negativas, para luego hacer una puesta en común de reflexiones. Cuando los chicos terminan todos los niveles, obtienen sus certificados de "Ecoc Ciudadano".

Programa en colegios secundarios

A partir de mayo, empezará a aplicarse este programa adaptado para alumnos de cuarto año de colegios secundarios.

Como se trata de jóvenes que apuntan a la carrera que querrán seguir, se les comenta de la necesidad de incorporar personas altamente capacitadas en la Industria, y se tratan temas mucho más complejos y con mayor profundidad:

- Tipos de energías: renovables y no renovables.
- Matriz energética en la Argentina y en el mundo hoy y mañana.
- La industria hidrocarburífera: origen de los hidrocarburos, tipos de yacimientos, trabajar en la industria energética, eficiencia energética.
- Nuevos dispositivos para generar energías renovables.

En las escuelas secundarias apuntamos a la inserción laboral de personal calificado a la industria, cada vez más orientado al manejo de nuevas y altas tecnologías; a estimular el estudio de carreras asociadas a los recursos energéticos y a promover conocimientos y estimular futuras vocaciones a través de la Olimpiada del IAPG.

El material que se entrega en los colegios secundarios también consiste en fichas con los diversos tipos de energías, una serie de bibliografía sobre temas más complejos.

El objetivo es que, al igual que los niños más pequeños, participen activamente en el cuidado de los recursos naturales energéticos en su escuela, su barrio, su casa, su ciudad... Es la manera más efectiva de que lo incorporen y que paulatinamente vayan desarrollando una conciencia y una ética ecológica.

Como explica Oliveto: "Los procesos educativos para los niños son una inversión con una alta tasa de retorno en lo inmediato, pero también a largo plazo, cuando esta nueva generación conduzca los destinos de nuestro país y también lleve a las generaciones futuras a hacer un uso más eficientes de los recursos".

Las empresas igualmente han participado en la difusión del programa en los sectores donde desarrollan actividades, tal es el caso, por ejemplo de Medanito, TGN y Axion. ■



Congresos y Jornadas

2016 traerá nuevas oportunidades de alto nivel técnico para reunir nuevamente a los profesionales de la industria.

Los que vendrán



iAPG
3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas

22 al 26 de agosto de 2016

Llega el 3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria de los Hidrocarburos

Los conceptos de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente (SSOA) son valores superiores que han acompañado sistemáticamente al desarrollo de la industria petrolera. Los profundos cambios tecnológicos de los últimos años vinculados a la industria hidrocarburífera y las crecientes exigencias en materia de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente plantean nuevos desafíos. Consciente de la importancia que el tema presenta, el Instituto Argentino del

Petróleo y del Gas tiene el agrado de convocar a quienes están directa o indirectamente vinculados con la temática a participar en el 3° Congreso Latinoamericano y en el 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria de los Hidrocarburos, que está organizando su Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, y se llevará a cabo del 22 al 26 de agosto de 2016 en la ciudad de Buenos Aires. Los objetivos serán compartir estrategias y experiencias que logren la integración articulando las diversas disciplinas para una gestión segura y sustentable, generar un ámbito de intercambio y construcción de conocimiento, aprovechar la presencia de especialistas nacionales e internacionales para realizar contactos y discutir problemas en el campo de protección del ambiente y la seguridad.

Oil & Gas Patagonia 2016:
la expo de la industria del petróleo
y del gas más importante del país



OIL & GAS PATAGONIA 2016

Del 21 al 24 de septiembre los protagonistas del petróleo y del gas de todo el país se darán cita para participar de la Oil & Gas Patagonia 2016, en la ciudad de Neuquén, Argentina. Organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Expo ya es una cita esperada en la región.

La importante Expo espera la visita de más de 7000 personas y la presencia de más de 150 expositores. Allí se buscará mostrar los últimos avances y desarrollos del sector energético, poniendo foco principalmente en el crecimiento sustentable de la industria del petróleo y del gas.

“Es una oportunidad única para intercambiar experiencias y datos entre profesionales de sector –asegura el presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón-. Las empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina hablarán sobre diversas temáticas, tratando de dar respuesta a infinidad de puntos de interés nacional, tanto en yacimientos tradicionales como en maduros y no convencionales”.

La OG Patagonia ofrece a ingenieros, geocientistas, jefes de sector, supervisores, ejecutivos, consultores, educadores y estudiantes y técnicos que desempeñan labores relacionados con la industria de los hidrocarburos, la oportunidad de presenciar y discutir las últimas novedades de la tecnología y sus aplicaciones como herramientas para el ahorro de costos, aumento de la eficiencia o ayuda a la toma de decisiones. Para las empresas, grandes y pymes, la OG Patagonia provee una oportunidad única de extender o conectar redes con otras empresas del sector y enriquecer así la cadena de valor.

6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos



6 TO. CONGRESO 
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas convoca al 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, que se desarrollará del 24 al 27 de octubre de 2016 en el Hotel Llao Llao, San Carlos de Bariloche, Provincia de Río Negro.

Bajo el lema “Hacia un desarrollo de recursos sustentables” y a través de la presentación de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, el congreso abordará un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos, geociencias reservorios convencionales, operaciones en pozos, economía medioambiental, comunidades y capacitación. Más información: www.iapg.org.ar ■



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Autopistas de energía de Siemens

La empresa alemana Siemens presentó una tecnología innovadora para la transmisión de energía a grandes distancias con alto nivel de confiabilidad y bajas pérdidas. Se trata de la tecnología de *full bridge* que se utilizará en el proyecto Ultranet, la primera de tres nuevas líneas de transmisión en alta tensión de corriente continua (HVDC) previstas entre el norte y el sur de Alemania.

Con una capacidad de transmisión de 2.000 MW, se instalarán estaciones convertidoras de última generación en ambos extremos de la línea. El empleo de tecnología *full bridge* permite una recuperación rápida ante fallas sobre las líneas de corriente continua sin la necesidad de apagar el sistema. Esta flexibilidad también contribuye a estabilizar la red de corriente alterna.

La ventaja de estas nuevas convertidoras de Siemens es el alto nivel de disponibilidad que aportan a la transmisión de energía. Otra innovación es que permite a un segmento de red estar nuevamente energizado después de un corte de energía, evitando así cortes prolongados.

sivos Premium, duran hasta dos veces más y proveen una terminación más fina y uniforme.

El secreto del rendimiento de Cubitron™ II es la nueva tecnología PSG (Grano Abrasivo de Precisión) desarrollada por 3M. Los granos abrasivos de forma triangular están orientados en forma electroelástica para formar constantemente puntas y aristas afiladas, que actúan individualmente como herramientas de corte través de la pintura y la masilla de relleno, generando un desgaste uniforme y con una vida útil larga y pareja.

Con tecnología de punta y rendimiento de alta calidad, 3MTM ofrece la mejor solución para los profesionales de la chapa y pintura.

La tecnología PSG está presente en toda la línea de productos Cubitron™ II, una línea completa para trabajos sobre metal. Desde discos de desbaste, discos de fibra, flap y discos Roloc, hasta una completa línea de bandas abrasivas convertidas localmente a la medida que requiere el usuario final.

3M renueva sus discos abrasivos

3M Cubitron™ II aplicada a los discos abrasivos Clean Sanding (o discos de aspiración limpia) es un avance revolucionario en abrasivos para el taller de chapa y pintura por las características de sus minerales cerámicos de forma triangular.

Gracias al progreso en tecnología 3MTM, los nuevos discos Clean Sanding de 6 pulgadas en granos 80+ 120+ 150+ 180+ y 220+ cortan 30% más rápido que otros abra-



Dow y Outsourcing Solutions producen y comercializan PacXpert™



Dow firmó un acuerdo con Outsourcing Solutions SRL para la producción y la comercialización de PacXpert™ en la Argentina. Outsourcing Solutions SRL es una compañía líder en producción de envases flexibles laminados y preformados para los mercados de alimentos, hogar, higiene y cuidado personal.

De un envase rígido a uno flexible con diseño funcional, PacXpert™ es una innovadora tecnología que posibilita la sustitución de grandes recipientes rígidos tradicionales por empaques flexibles que, al igual que los rígidos presentan



estabilidad cuando se llenan con líquidos o sólidos, su forma de cubo hace que se mantengan estables y parados, tanto de pie como de lado. Brinda también un atractivo instantáneo en los puntos de venta, ya que el empaque permanece parado en las estanterías y tiene cuatro caras imprimibles que maximizan las oportunidades de publicidad e información en las etiquetas o de mantener la transparencia en caso que se desee ver el contenido del envase.

El embalaje presenta múltiples beneficios en materia de sustentabilidad: reduce el desperdicio del contenido permitiendo que los consumidores alcancen un mayor aprovechamiento del producto y requiere menos materia prima durante el proceso de fabricación, en comparación con otras alternativas de empaques rígidos. Los empaques vacíos de PacXpert™ pueden ser transportados aplastados, aumentando así la eficiencia tanto en el transporte como en el almacenamiento y posibilitando la reducción de las emisiones de dióxido de carbono.

Nuevo informe de ARPEL sobre mejoras en la seguridad industrial del sector

El desempeño en seguridad industrial de las empresas del sector petróleo y gas de América Latina y el Caribe ha mostrado en los últimos diez años una mejora significativa a lo largo de toda su cadena de valor.

Esta conclusión se desprende del reciente informe titulado “Evolución en el desempeño en seguridad industrial del sector petróleo y gas 2004-2014”, elaborado por la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

El documento fue elaborado a partir de estadísticas recopiladas por ARPEL sobre incidentes registrables y casos de fatalidad informados por sus compañías socias en el último decenio, y de entrevistas realizadas a expertos en seguridad industrial de dichas empresas con el objetivo de identificar cuáles han sido las claves que permitieron la mejora así como también los desafíos a futuro.

Según se expresa en el informe, para el período 2004-2014, el número total de accidentes e incidentes por millón de horas trabajadas se redujo en un 18%. A lo largo de ese período también se redujo la tasa de fatalidades en un 46%.

La mejora fue generalizada para todas las líneas de negocio consideradas: Exploración y Producción; Refinación; Transporte; Distribución, y otros, mostrando una clara tendencia a la baja para ambos indicadores en la mayoría de los casos.

A su vez, esta mejora en el desempeño se da acompañada de un incremento de las horas hombre trabajadas del 67%, ya que se pasó de un promedio anual de 1.500 millones de horas en 2004 a 2.500 millones en 2014.



De las entrevistas realizadas se desprende que las claves de las mejoras radican principalmente en la mejora de una cultura en seguridad, respaldada de manera proactiva por las empresas por medio de la adopción e implantación de los sistemas de gestión y un liderazgo consistente a lo largo de todo el proceso.

El gerente de Salud, Seguridad y Medio Ambiente de YPFB Transporte, Walter Sarmiento, expresó que “años atrás trabajar en seguridad era cumplir con los requisitos específicos que establecía un supervisor, ahora es un tema de actitud, el empleado se cuida a sí mismo, entendiendo que lo hace por su bien y por el de sus familias”.

En el informe se menciona que las empresas han tenido un papel proactivo en la mejora de la seguridad y han logrado un buen entendimiento con las organizaciones sindicales para la implementación de las mejoras. A su vez, también han sido proactivas en el desarrollo de sus proveedores, para mejorar sus estándares de seguridad.

La Asociación recopila y compara estadísticas de seguridad industrial desde 1997, basándose en algunos indicadores reactivos clave de uso extendido en la industria. Los indicadores que se recopilan desde los primeros informes son total de incidentes, incidentes con días perdidos, gravedad de incidentes, y fatalidades. Estos indicadores se abren por

línea de negocio y por empleados de la compañía o contratistas. A su vez, en los últimos años se han incorporado indicadores de corte proactivo referidos a observaciones planeadas de tareas y capacitación, y se pretende avanzar hacia la comparación de indicadores de seguridad de procesos.

Para acceder al Informe completo "Evolución en el desempeño en seguridad industrial del sector petróleo y gas 2004-2014" pueden ingresar a <https://arpel.org/library/publication/415>

Nueva nave de Tasa logística en Pilar

Tasa logística, empresa especializada en diseño, implementación y operación de soluciones logísticas, estrenó una nueva nave de 6.500 m² en su Centro de distribución de Fátima, partido de Pilar, provincia de Buenos Aires.



La nave recién estrenada se encuentra estratégicamente ubicada en el km 63 de la Colectora Oeste, sobre el Ramal Pilar de la Autopista Panamericana. Con una altura libre de 12 m y estándares de depósito AAA, cuenta con docks lever en altura, rampas, sistema contra incendio con hidrantes y sprinklers. Además, posee una playa de maniobras y estacionamiento para camiones de 5.000 m², oficinas, vestuarios e instalaciones para el personal operativo y choferes de camiones.

Dentro del marco de su Plan de Desarrollo Sustentable e Inclusión Social, la nave fue diseñada con lucarnas para la reducción del uso de energía eléctrica y menor consumo de CO₂. En materia de innovación, el *lay-out* contempla pasillos angostos para un mejor aprovechamiento del espacio de almacenamiento a partir del uso de equipos de radio de giro reducido, en los cuales se ha realizado una inversión superior a los dos millones de pesos.

En el marco del Plan de calidad de TASA, la operación funcionando en dicho CD ya ha aprobado las auditorías de la norma internacional BRC-Global Standards, Issue Storage



& Distribution, obteniendo la recomendación para obtener la certificación. La norma global BRC (*British Retail Consortium*) para la seguridad de los alimentos fue creada con el fin de asegurar la conformidad de los proveedores y la capacidad que tienen de garantizar la calidad y la inocuidad de los productos alimenticios en la cadena de distribución.

Siemens programa inversiones millonarias en 2016

La empresa de ingeniería alemana Siemens invertirá, en 2016, 4.800 millones de euros en investigación y desarrollo en el nivel global, es decir unos 300 millones más que en el año que termina. La mayor parte de los fondos se destinarán a las áreas de automatización y digitalización de sistemas de energía descentralizados.

Para alcanzar este objetivo, Siemens ha formado una unidad que creará un espacio dedicado a la experimentación y el crecimiento en una atmósfera emprendedora. Bajo el título de "Innovaciones AG", esta área también actuará como una consultora, una promotora y una especie de proveedora de capital de riesgo para el negocio y las ideas de los proyectos. Trabajando de forma independiente del centro del negocio de Siemens, como una empresa de fundadores, esta unidad complementará y consolidará las actividades emprendedoras de Siemens.

Para fortalecer la habilidad tecnológica e innovadora de toda la compañía, Siemens ha creado también un consejo de científicos. El consejo de Tecnología e Innovación de Siemens (STIC) apoya de cerca al Consejo de Administración en el sistemático análisis y seguimiento de los temas estratégicos en las áreas de tecnología e innovación. El STIC está compuesto por el CTO, Director de Tecnología de Siemens, Siegfried Russwurm, y por siete expertos de gran experiencia y reconocimiento internacional por parte de las comunidades de científicos e investigadores.

Para aprovechar las nuevas oportunidades de negocio en el ámbito de la digitalización, Siemens impulsa además "Siemens Servicios Digitales". Con el objetivo de proporcionar la base tecnológica para sus servicios digitales, Siemens creó la plataforma de software Sinalytics, que combina una variedad de tecnologías convencionales y nuevas en las áreas de mantenimiento remoto, análisis de datos y seguridad cibernética. De este modo las unidades de negocio de Siemens pueden utilizar estos valiosos datos para ofrecer a los clientes nuevos servicios que pueden, por ejemplo, mejorar el seguimiento de las turbinas de gas, turbinas de viento, trenes, edificios y sistemas de imagen médica.

Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

Alberto Khutshikyan

Obra indispensable
para geólogos e
ingenieros de la
industria del petróleo y
gas que utilizan perfiles
para evaluar
formaciones o planear
terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discépolo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar

Premio del CAI a la Ingeniería

El Centro Argentino de Ingenieros vivió una esperada jornada, con una nueva entrega del Premio La Ingeniería, que lleva 46 años galardonando a renombrados profesionales. En la edición 2015 el ganador fue el ingeniero Antonio Cadenas, quien valoró el reconocimiento e hizo hincapié en que “este premio que se me concede no es para mí, sino para la Ingeniería: a ella se le otorga y todos los equipos de trabajo multidisciplinarios, porque ningún profesional puede tener éxitos trabajando en soledad”.

Las palabras del ingeniero Nicolás Gallo, presidente de la Comisión de Premios e integrante del jurado, dieron inicio a la jornada y anunciaron quién de los seis aspirantes obtuvo el premio. Luego de hablar de la importancia de la Ingeniería a lo largo de la historia de la humanidad, Gallo anunció: “Antonio Cadenas hizo de la duda un método de trabajo, siempre buscando alternativas: elegir la mejor exige un conocimiento multidisciplinario. Con el jurado, integrado por los ingenieros Oscar Vardé, Pablo Bereciartúa y Antonio Federico, decidimos por unanimidad que el ganador debía ser Antonio Cadenas, debido a la calidad de su trayectoria. Nuestra esperanza es que luego de 63 años de carrera, el ingeniero Cadenas continúe construyendo y educando”.



Visiblemente emocionado, Cadenas agradeció “la invitación a continuar desandando el camino de la Ingeniería”, reconociendo que considera “inesperado el hecho de recibir este premio que se me otorga. El Premio La Ingeniería ha sido instaurado para premiar la Ingeniería en sí y por eso mi agradecimiento es amplio, compartido con los equipos que he integrado a lo largo de mi vida y con mi familia, en la que mi esposa y mis hijos también son ingenieros. La Ingeniería es una actividad primordial para el progreso y el bien público; y el CAI también, en su importante labor en pos de enaltecer la profesión”.

El cierre de la jornada estuvo a cargo de Carlos Bacher, presidente del CAI, quien afirmó: “es un orgullo poder premiar a un profesional como Cadenas y es un lujo tener un jurado como este: sus miembros son la mejor validación que puede tener el profesional galardonado”.

Schneider Electric en las Jornadas sobre Cambio Climático

Schneider Electric, especialista global en gestión de energía, participó de las Jornadas sobre el Cambio Climático, organizadas por la ONG Diálogo Energético.



La actividad constó de varios eventos en universidades e instituciones asociadas a la temática, entre ellos el ITBA (Instituto Tecnológico de Buenos Aires) y el CADAL (Centro para la Apertura y el Desarrollo Latinoamericano). Participaron también autoridades CACME (Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía).

El responsable de las exposiciones fue el Ing. Edgardo Cuk, Director de Calidad de Schneider Electric Argentina. El objetivo de las jornadas fue promover un ámbito propicio para el intercambio de conocimientos relacionados a la temática y buscando promover una toma de conciencia sobre la problemática local.

El evento estuvo dirigido a profesionales de la industria que trabajan en el sector privado, representantes de la Sociedad Civil, estudiantes avanzados, diplomáticos (en representación de embajadas) y asesores políticos. La moderadora fue Paola Peretta, Directora Cono Sur de la ONG Diálogo Energético, Minero y Extractivo Latinoamericano.

Furukawa presenta sus soluciones para Oil & Gas

Furukawa, uno de los mayores fabricantes de soluciones de infraestructura para redes de comunicaciones, que participa activamente desde hace más de 125 años en la vida de las personas a través de la continua innovación tecnológica, presentó el 15 del pasado mes, en el Hotel Intercontinental, sus soluciones para la industria Oil & Gas.

En el evento participaron medios del sector y como anfitrión ofició Diego Martín, Gerente Comercial para el Cono Sur de Furukawa.

El concepto de la empresa parte de que si bien la diversidad de tipos de industrias exige que existan diferentes soluciones de cableado estructurado, que varían de acuerdo con la necesidad de protección del lugar de la instalación, no hay que perder de vista que dentro de una misma industria existen varios tipos de ambientes (desde salas de equipamientos hasta ambientes críticos con presencia de agentes químicos, humedad, polvo, entre otros agravantes) que hacen que haya una variación del grado de protección necesaria para cada local.

Furukawa provee una red industrial con la protección suficiente para que el cableado no presente fallas de comunicación por problemas comunes en estos ambientes, como oxidación por humedad, fatiga de los contactos por polvo o pérdida de datos por interferencia electromagnética. Por el contrario, cuando se tiene un cableado común instalado en estos ambientes críticos, las fallas se vuelven recurrentes, generando lentitud en la red o una caída de la misma (*downtime*).

Como un ejemplo del trabajo que la compañía realiza en la industria, Ancap realizó la reforma de los puestos de trabajo de la Refinería de Petróleo, por medio de la solución industrial blindada CAT.6. Como los productos Furukawa están de acuerdo con los requerimientos de la RoHS, se alinearon con el objetivo de la refinería de la Teja en reducir sensiblemente su impacto ambiental, mejorando la calidad del aire del país y, consecuentemente, la calidad de vida de todos los uruguayos.

Ubicada en la ciudad de Berazategui, al sur de la provincia de Buenos Aires, la Planta Industrial de Furukawa se consolida como centro de producción y distribución para satisfacer la demanda de fibra óptica y cableado estructurado del mercado interno y el de los países limítrofes: Bolivia, Chile, Uruguay y Paraguay. En la actualidad, la planta llega a una capacidad de producción que supera los 300 mil km/fibra al año en la Argentina y, a su vez, posee más de un 30% del mercado, representa el líder en América latina para soluciones de infraestructura de telecomunicaciones.

YPF S.A. y DOW comprometieron una inversión de 500 millones de dólares

YPF y Dow comprometen una inversión adicional de 500 millones de dólares para explotar *shale* gas en Vaca Muerta. Los directivos de YPF y Dow Argentina informaron al presidente de la Nación, Ing. Mauricio Macri, los alcances del acuerdo comercial por el cual ambas empresas avanzan en una nueva etapa para el desarrollo masivo del bloque "El Orejano", primer proyecto de shale gas del país, ubicado en la provincia de Neuquén.

Según las estimaciones, para finales del año próximo se podría triplicar la producción actual de gas del bloque, alcanzando un promedio de dos millones de metros cúbicos día. A tal fin, las compañías se comprometieron para 2016 con una inversión aproximada de 500 millones de dólares, que se suman a los 350 millones de dólares que se han invertido hasta la fecha.

Mientras que para el desarrollo total del bloque estiman que la inversión podría alcanzar los 2500 millones de dólares, para la perforación de más de 180 pozos y las obras de infraestructura asociadas.

En la actualidad, el proyecto tiene una producción promedio de más de 750.000 metros cúbicos diarios, con 19 pozos en producción. Para 2016 se proyecta la perforación de 30 nuevos pozos horizontales con los cuatro equipos de torre en actividad.

De la firma del acuerdo participaron el presidente y CEO de YPF, Miguel Galuccio, y su par de Dow Argentina, Gastón Remy.

El valor agregado industrial que se pueda otorgar a esa disponibilidad de reservas impulsa el desarrollo de una nueva era para la industria petroquímica nacional, proveedora de insumos para sectores económicos clave, y la posibilidad de contar con recursos para alimentar el crecimiento económico hasta la generación de nuevas capacidades tecnológicas.

El área "El Orejano" está ubicada en el noroeste del departamento de Añelo, provincia de Neuquén, y tiene una superficie de 45 km². Ambas compañías desarrollan el proyecto desde 2013, cuando se firmó el primer acuerdo.

AXION inaugura una base en Neuquén

AXION inauguró su nueva base de servicios, comercial y técnica, en la provincia de Neuquén, orientada a brindar una solución integral a equipos con hidrogruas e hidroelevadores en un sector en franca expansión.



La base está ubicada sobre la ruta 22, y se inauguró el 3 de diciembre último, con la presencia del fundador y presidente de AXION, Enrique Gaviglio, la dirección industrial y comercial de la empresa junto a todo el equipo AXION Patagonia.

AXION está conformado por un equipo de 350 personas en sus plantas industriales de San Francisco (Córdoba) y Curitiba (Brasil), ambas equipadas fuertemente con tecnología de última generación asegurando los procesos productivos bajo las normas internacionales de calidad. La empresa cuenta también con centros de servicios comerciales y técnicos ubicados en Buenos Aires, Córdoba y ahora en Neuquén con el fin de garantizar a los clientes la operatividad de los equipos los 365 días de año. En cada centro de servicio, AXION cuenta con un plantel especializado de técnicos que aseguran el montaje bajo las normas internacionales de calidad y seguridad, asistencia técnica, disponibilidad inmediata de repuestos originales, mantenimiento preventivo, capacitación y gestión de certificación para los equipos.

AXION fabrica y comercializa de forma directa hidrogruas e hidroelevadores. Los equipos en sus distintas versiones son fabricados bajo las normas internacionales de calidad para las actividades petroleras, mineras, eléctricas y de la construcción, entre otros. Líder en la innovación de los productos, AXION ofrece hidroelevadores de 10 a 24 metros de altura en versiones articuladas y telescópicas con opción que sean asilados para trabajo con tensión. AXION se consolidó también como el primer fabricante nacional de hidrogruas de calidad internacional. Abordando un concepto distinto al que existía en el mercado argentino, AXION desarrolló la primera línea de hidrogruas nacional con chapa

especial DOMEX de alta resistencia, comandos, válvulas y filtros italianos y mangueras con terminales americanos.

A partir del 2014, AXION y la reconocida empresa italiana fabricante de hidrogrúas EFFER suscribieron un convenio de complementación tecnológica, conformando una alianza estratégica enfocada en la calidad de sus productos acompañados por un servicio personalizado e inmediato. AXION exporta la línea liviana y mediana a EFFER para comercializar los productos mundialmente. A su vez, AXION importa y complementa los equipos pesados EFFER en la Argentina garantizando el montaje, servicio posventa, repuestos originales y capacitación oficial directo de fábrica.

La decisión de impulsar AXION Patagonia apunta a garantizar una solución integral. No solamente ofrecer un producto de calidad internacional, sino también garantizar un servicio de montaje, posventa, repuestos originales, capacitación y gestión de certificaciones cerca de los clientes y asegurando las normas de calidad internacional.

El objetivo de esta radicación en el sur de nuestro país es ofrecer, además de un producto de calidad internacional, un servicio directo de fábrica en Neuquén para toda la Patagonia. Ese servicio abarca diferentes ejes:

- Montaje de equipos AXION: equipo de técnicos especializados preparado para montar en Neuquén las hidrogrúas e hidroelevadores que aseguran las normas de calidad y seguridad internacionales.
- Asistencia técnica: cuadrilla de servicio especializada con un taller móvil listo para brindar asistencia técnica en la base del cliente o directamente en campo.
- Repuestos originales: amplio stock de insumos y repuestos originales disponibles para el cliente en forma inmediata.
- Mantenimiento preventivo: asistencia de los equipos para un seguimiento personalizado asegurando la trazabilidad de los servicios y la operatividad los 365 días del año.
- Certificaciones: gestión para las certificaciones de los equipos en nuestra base, posibilitando la coordinación de las empresas certificadoras y ahorrando tiempos logísticos y operativos a los clientes.
- Capacitaciones: con la entrega de los productos se ofrece una capacitación técnica sobre operación, mantenimiento y seguridad permitiendo a nuestros clientes que trabajen eficientemente garantizando la seguridad de los operarios y la vida útil del equipo.

El gerente general de AXION Patagonia, Guido Gaviglio, explicó: “la idea es promover el máximo rendimiento de los



equipos y así optimizar la eficiencia en la actividad industrial, además de dar un mejor servicio de posventa, poniendo a disposición del cliente un amplio stock de repuestos originales y un equipo de técnicos altamente calificados para la asistencia técnica y el mantenimiento preventivo de los equipos”.

Wärtsilä realizará una planta alimentada con GNL para India

Wärtsilä construirá una planta de Smart Power Generation de 40 MW para la Junta Limitada de Electricidad del Estado de Kerala (KSEBL) en el sur de la India. La planta usará GNL como combustible y estará ubicada cerca de la ciudad de Kochi: proveerá de energía en horas pico, servicio sumamente necesario para el estado de Kerala. El contrato se adjudicó en junio, y la central será entregada llave en mano en 2017.



Kerala tiene un déficit de potencia máxima de aproximadamente 300 MW. Esta será la primera estación de energía para horas solicitada por una empresa estatal de India. También será la primera planta eléctrica a gas de KSEBL. La planta se iniciará y detendrá dos veces cada día y correrá a capacidad plena para dos períodos de 4 a 5 horas, cubriendo los picos de mañana y tarde en la demanda de electricidad.

La planta contará con cuatro motores Wärtsilä 34SG que funcionarán con gas natural. El gas será transportado por un gasoducto desde la nueva terminal de GNL en Kochi. Los motores reemplazarán dos unidades mayores de generación que funcionan con bajo contenido de azufre alto gramaje de aceite (LSHS). El cambio de LSHS a gas natural reducirá las emisiones de CO₂ en aproximadamente un 25%.

La base instalada de generación eléctrica de Wärtsilä en la India es de aproximadamente 4.000 MW. En el nivel mundial, la capacidad instalada es de 58 GW en 175 países.

CAEM elige nuevas autoridades

La Cámara Argentina de Empresarios Mineros (CAEM) eligió a Marcelo Álvarez como nuevo presidente por el período 2015-2017. Álvarez será acompañado por una Comisión Directiva surgida del Grupo Federal Minero, que se impuso en las elecciones celebradas ayer en Buenos Aires.

“Creemos que una CAEM renovada debe convertirse en la voz nacional de la industria minera argentina. Debe trabajar con sus asociados en los niveles nacional, regional e



internacional para expresar ante los gobiernos una mirada de políticas de estado y promover de forma clara una minería sustentable y sostenida en el tiempo por medio del diálogo tanto con las autoridades que los controlan, como con las comunidades donde se asientan los proyectos”, destacó Álvarez.

Y agregó: “La CAEM debe actuar como facilitadora, ser el nexo articulador entre todos los grupos involucrados en la actividad. Proponemos lograr estos objetivos a través de una acción planificada, multidisciplinaria y consensuada. Para representar los verdaderos intereses de nuestros asociados, debemos entender particularidades regionales y provinciales, la Patagonia, Cuyo y el NOA, Buenos Aires y la región Centro; y actuar en consecuencia. Solo así podremos estar a la altura de los desafíos que tienen los diferentes sectores que integramos”.

Álvarez convocó a consolidar alianzas estratégicas para el desarrollo de la industria minera con otras entidades e instituciones sectoriales de todo el país: proveedores de bienes y servicios, universidades, profesionales y académicos, y así crear un frente que abarque una mirada federal, inteligente y eficaz ante los desafíos actuales y futuros.

EATON reemplaza baterías por SuperCapacitores

Eaton Corporation, empresa dedicada a la gestión de la energía, se ha convertido en el primer fabricante que ofrece una solución avanzada de autonomía, utilizando SuperCa-

pacitores de fabricación propia, en lugar de baterías. Estos nuevos SuperCapacitores, cuando son combinados con UPS Eaton, proponen una excelente alternativa a aplicaciones que requieren una corta autonomía o que no pueden utilizar respaldo basado en baterías.

Los SuperCapacitores ofrecen una amplia gama de beneficios en comparación con las soluciones tradicionales con baterías. Son más livianos, cuentan con una vida útil de hasta 20 años a 25 °C, no requieren mantenimiento y, como casi no producen calor, sus necesidades de refrigeración son mínimas. Adicionalmente, son ideales para aplica-



ciones en las que el ambiente hostil y las altas temperaturas imposibilitan la utilización de baterías.

Como la solución con SuperCapacitores es altamente escalable, especialmente cuando se la combina con UPS Eaton, estos pueden ajustarse a las necesidades de potencia y autonomía de las diferentes aplicaciones. También es posible expandir esta solución, de manera muy simple, según sea requerido por el crecimiento de los negocios. A diferencia de las baterías, los SuperCapacitores no generan hidrógeno durante su funcionamiento, por lo cual no requieren agregar soluciones adicionales para la remoción del mismo.

Una aplicación típica para estas soluciones integradas por UPS y SuperCapacitores es su utilización en conjunto con Grupos Electrónicos de reserva. Otro ejemplo es la protección contra micro cortes de energía, resultantes de la operación de los sistemas en la distribución de la red eléctrica.



International Bonded Couriers

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

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)
 Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444
 email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

GEA Heat Exchangers ahora se llama Kelvion

Luego de la venta de la división de intercambiadores de calor del grupo GEA en 2014, GEA Heat Exchangers cambió de nombre para llamarse Kelvion.

Kelvion sigue ofreciendo productos de alta calidad y performance, incorpora constantemente nuevas tecnologías para que sus productos sean más eficientes en la satisfacción de las demandas actuales de la industria. El nuevo enfoque se basa en el know-how de sus expertos en transferencia de calor y en la flexibilidad y la cercanía con sus clientes.



El origen de la marca Kelvion es un homenaje al pionero de la termodinámica: Lord Kelvin. Kelvion es una empresa global dedicada exclusivamente a las soluciones de transferencia de calor, con vasto conocimiento y un extenso portafolio para llevar a cabo todo tipo de proyectos.

Tal como se venía desarrollando con GEA PHE Systems, Edelflex es el representante exclusivo de Kelvion PHE en todo Hispanoamérica. Este profundo enfoque en productos relacionados al intercambio de calor potencia aún más nuestro portafolio para consolidarnos como un referente en la región.

Emerson mejora la confiabilidad

Emerson Process Management presenta el sistema de protección CSI 6500 ATG, una solución independiente para la protección de maquinaria que les permite a los usuarios incorporar un monitoreo predictivo rentable de los recursos críticos. La inteligencia predictiva es un componente clave para incrementar la disponibilidad y mejorar la confiabilidad de los recursos de la planta.

Las nuevas cartas multifuncionales CSI 6500 ATG pueden ser reconfiguradas para ampliar el rango de mediciones, incluyendo los datos de impacto o de punta a punta utilizados en la tecnología PeakVue™ de Emerson. Además de controlar la puesta en marcha y la desaceleración de la maquinaria crítica turbo para una operación segura, los usuarios serán capaces de utilizar la tecnología PeakVue para identificar las señales tempranas de fallos crecientes en transmisiones mecánicas y rodamientos.

Con el CSI 6500 ATG no es necesario regresar a la sala de control o abrir gabinetes en el campo para visualizar o



analizar los datos. La instalación del CSI 6500 ATG se realiza por medio de cables o un acceso inalámbrico Ethernet, para proveer información acerca de la condición del recurso a los usuarios autorizados a través de una computadora o aplicación móvil.

Para facilitar la integración del sistema con sistemas de otros fabricantes, el CSI 6500 ATG es el primer sistema de protección que incluye un seguro servidor OPC UA integrado.

El sistema CSI ATG cumple con la certificación tradicional API670 y está certificado para la instalación en ambientes demandantes donde se requieren las aprobaciones Class 1 Div2/ATEX Zone 2 (Clase 1 Div2/ATEX Zona 2).



Profesionales & consultores

VYP
CONSULTORES S.A.

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

GiGa
Consulting

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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49.5 (1629)
Pilar - Bs. As - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

Premio Alacero a la Excelencia

En noviembre último, durante la última jornada del Congreso Alacero-56 que reunió en Buenos Aires a más de 800 representantes de la industria del acero latinoamericano, la arquitecta nacida en Brasil y de larga trayectoria en la Argentina, María del Carmen Fernández Saiz, fue galardonada con el Premio Alacero a la Excelencia 2015.

Cada año, Alacero (Asociación Latinoamericana del Acero) reconoce a quien se ha destacado en la industria o en la difusión del uso del acero por su trayectoria y sus aportes. Este año correspondió a la Comisión Organizadora Argentina, presidida por el Ingeniero Martín Berardi, elegir a el profesional que recibiría el galardón.

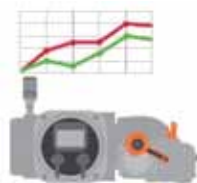
En la arquitecta Fernández Saiz, la Comisión Organizadora Argentina reconoce también la labor de la Facultad de Arquitectura de la Universidad Nacional de Córdoba, que durante estos últimos siete años ha desarrollado una tarea destacable en la enseñanza del uso del acero entre sus alumnos. Esta casa de estudios ha ganado todos los concursos nacionales de Diseño en Acero para estudiantes de Arquitectura desde 2009.



María del Carmen Fernández Saiz participa activamente como directiva y docente en la creada recientemente carrera de posgrado “Especialización en Diseño Estructural de Obras de Arquitectura”, proyecto conjunto de las Facultades de Arquitectura, Urbanismo y Diseño y de Ciencias Exactas Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba.

Plataforma de monitoreo de Emerson

Emerson Process Management presenta el software DCMLink™, una plataforma unificada para el control, el monitoreo y el diagnóstico de los actuadores eléctricos.



La plataforma DCMLink les permitirá, por primera vez a los clientes de Emerson, diagnosticar, configurar y monitorear todos los actuadores eléctricos desde un punto central e independiente del protocolo, del actuador o del sistema host. El software extiende la vida útil de los recursos en campo, al brindar datos obtenidos del actuador, monitoreo de la condición, registro de eventos y prioridad de las alarmas del dispositivo en una interfaz de usuario consistente y unificada. La configuración del actuador incluye una caracterización personalizada, así como la habilidad de importar y exportar los perfiles de configuración de los eventos históricos.

Ya sea visualizar el perfil de un valor de torque, los datos de tendencia en vivo o las alarmas accionables directamente desde el actuador, los operadores de las plantas serán capaces de acceder a los datos de los diagnósticos y a los detalles del monitoreo, esto les permitirá tomar acciones antes de que el fallo ocurra. El DCMLink ofrece un control avanzado y varios diagnósticos, que incluyen curvas en el perfil de torque iniciando con una prueba parcial de golpe o parada de emergencia y alarmas en un formato NE-107. Entre las comunicaciones actuales de soporte están Modbus, TCP-IP y Bluetooth.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

Nuevo
Producto

Digesto de Legislación Ambiental on line



Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

El DLA ofrece una recopilación completa y ordenada de las principales normas con incidencia ambiental vigentes en la República Argentina. Incluye regulaciones nacionales, provinciales, del MERCOSUR y de organismos interjurisdiccionales con potestades en materia ambiental, como es el caso de ACUMAR.

Este Digesto del IAPG está concebido como una herramienta versátil de apoyo para la gestión ambiental de las industrias extractivas (hidrocarburos y minería), la producción primaria (actividad agropecuaria, pesca, acuicultura y forestal), la producción industrial (incluyendo el downstream en el sector de hidrocarburos), las actividades de transporte y logística, el comercio, y las actividades de servicios en general. Incluye también, como complemento imprescindible para la gestión ambiental, normas referidas a la higiene, seguridad y salubridad ocupacional, el manejo de sustancias químicas y mercancías peligrosas, como también las actividades de transporte y logística. El DLA, además aspira a incluir las normas con incidencia y relevancia práctica para la gestión ambiental de las jurisdicciones municipales más importantes de cada Provincia.

El DLA fue creado como una iniciativa del IAPG hace más de 20 años por los Dr. Gustavo Ariel Kaufman y Dra. Nancy Gabriela Oliveto, manteniendo su continuidad a lo largo del tiempo. Hoy, bajo la dirección de Juan Rodrigo Walsh, el Digesto ha sido rediseñado y actualizado con nuevas herramientas informáticas, adaptándose a la expansión vertiginosa que ha tenido la legislación ambiental en los últimos años.

La suscripción al DLA permite recibir las notificaciones continuas de toda nueva norma ambiental, además de efectuar búsquedas ágiles y sencillas usando los campos temáticos, las referencias al tipo de actividad sectorial, organismo, tipo de norma, o mediante tesoro con palabras clave.

El Digesto es una herramienta versátil e imprescindible para el profesional responsable de la gestión ambiental en organizaciones modernas que encaran con sentido proactivo el desafío de poner en marcha políticas corporativas de sostenibilidad, s regulatorios vigentes. El DLA se encuentra actualmente bajo la Dirección de Juan Rodrigo Walsh

La legislación se actualiza diariamente con el envío de una alerta a la dirección de mail del suscriptor de esa incorporación.

NOVEDADES DEL IAPG



Nuevos ganadores de la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente del IAPG

En el marco del cuidado del medioambiente y del respeto por la naturaleza, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) creó hace dos décadas la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente, una campaña de concientización entre los más jóvenes.

La Olimpiada, cuyo certamen final se realizó en diciembre último en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, consiste en una competencia anual en etapas que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos desarrollan diferentes temas, hasta llegar a la final. Este año se realizó la edición 21 y los ganadores de la Olimpiada fueron los siguientes:

1. Micaela Saldaña, del Colegio Camwy de Gainman (Chubut).
2. Sofía Larrandart, de la Escuela Técnica ORT de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
3. Tomás Vega, de la Escuela Químicos Argentinos (Mendoza).

Al examen se acercaron 23 chicos representando a escuelas de Mendoza, Neuquén, Santa Fe, Chubut, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Chaco, Corrientes, Río Negro y Jujuy.

Los objetivos más claros de la Olimpiada son incentivar el estudio del medioambiente en los jóvenes, promover una conciencia social, difundir esta actitud, contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área y de la labor que realizan las empresas por el cuidado del entorno. Y a su vez, fomentar un sano espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal.

Las etapas de la Olimpiada sobre la Preservación del ambiente son cuatro: una selección local inicial, cuyos ga-



nadadores pasarán a una selección zonal y de allí, un certamen semifinal regional impulsó a los ganadores al certamen final nacional. La selección local se suele realizar en el propio establecimiento educativo. Después se pasa a los centros educativos habilitados para la selección zonal. Posteriormente se pasa a la semifinal regional y luego, al certamen final.

Este año, el temario propuesto incluyó:

- Uso racional de la energía, consumo eficiente y responsable de la energía en el hogar.





- La industria del petróleo y del gas: Su estructura, desarrollo y futuro.
- Gestión integral del agua: Tratamiento y reuso del agua residual.

Las pruebas finales fueron elaboradas por la Comisión Organizadora y Evaluadora del IAPG. Los premios consisten en becas de estudio para los tres alumnos ganadores (para el primero puesto \$2.100 por mes, durante doce meses; para el segundo puesto, \$1.800 por mes, durante doce meses; y para el tercer puesto, \$1.600 por mes, durante doce meses), órdenes de compra de netbooks para sus profesores y computadoras e impresoras para sus colegios. Además, durante el Almuerzo del Día del Petróleo se entregó al alumno ganador un Diploma de Honor.

Premio IAPG a los RR.HH. en los hidrocarburos

Por iniciativa de la Comisión de Recursos Humanos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas se ha instaurado a partir de 2015 el “Premio IAPG a la gestión de las personas en la industria del petróleo y del gas”. Con este premio se busca reconocer el esfuerzo y el compromiso de las compañías de la industria del petróleo y del gas con la



gestión de quienes representan el capital diferenciador de las organizaciones: las personas. El Jurado del premio está integrado por renombradas personalidades del ámbito de la academia, instituciones profesionales, organismos nacionales, medios de comunicación y consultoría.



El ganador de esta edición fue Tenaris Siderca con su trabajo “Universidad Corporativa”.

Además se otorgaron dos menciones especiales a Transportadora de Gas del Sur (TGS) en las categorías “Educación y Formación” por su trabajo “Las Escuelas de Formación Técnica de TGS”; y a YPF en la categoría “Innovación y Vanguardia en Procesos de Gestión” con su trabajo “Sos protagonista”.

La entrega de premios se realizará en el marco del tradicional Almuerzo del Día del Petróleo el próximo 14 de diciembre en el Sheraton Hotel; el presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, tuvo a su cargo la entrega de galardones.

“El propósito es reconocer el compromiso y el esfuerzo de compañías del sector con la gestión del capital diferenciador de las organizaciones: las personas”, señaló Andrés Mosteiro, presidente de la Comisión de Recursos Humanos del IAPG.



Más de 150 empresas operadoras, de servicios y proveedoras que integran el Instituto fueron invitadas a participar de esta iniciativa con el objetivo de compartir prácticas y fomentar el intercambio de conocimientos y experiencias. “Participar de un premio es una oportunidad para reunir y ordenar información, impulsar el interés de un equipo en alcanzar un logro y atreverse a mostrarse, medirse y atender la opinión de un jurado para cambiar, mejorar

contar lo que hacemos desde la universidad corporativa, que maneja un concepto del conocimiento como capital de la organización y elemento diferenciador: todo el resto se puede copiar o comprar, salvo el conocimiento y la experiencia de nuestros empleados”. A través de la universidad, la empresa trabaja en consolidar, ordenar, priorizar, esquematizar y difundir ese conocimiento, con el propósito de que llegue a todos los niveles.



o profundizar algunas iniciativas”, destacó Mosteiro.

El premio fue otorgado por un jurado externo, integrado por representantes de la academia, la consultoría, instituciones profesionales, medios y organismos nacionales, que tuvo a su cargo el diseño de las bases, la evaluación y la selección de los trabajos.

Pablo Rocha, gerente de Tenaris University Cono Sur, señaló que el premio era “una buena oportunidad para

La capacitación abarca a profesionales, técnicos y clientes. Los contenidos son diseñados especialmente por seis escuelas diferentes: Industrial, Técnica, Administra-





ción y Finanzas, IT, Comercial y Gestión. “Todos los integrantes de la compañía tienen igual posibilidad de acceder al conocimiento. Cada uno tiene una currícula asignada de acuerdo con la función y el área a que pertenece y un plan de estudios”, especificó Rocha.

Por su parte, Transportadora de Gas del Sur recibió una mención por sus escuelas de formación técnica. La participación y la selección de la temática estuvieron a cargo de Carlos Sidero, director de RR.HH., y Claudio Jaureguiberry, gerente de Desarrollo de RR.HH., empleos y clima laboral. La presentación fue realizada por Guillermo Avila y Corina Cohen, de la misma gerencia.

Asegurar los conocimientos técnicos necesarios para realizar las tareas de manera confiable es el propósito declarado de las escuelas de formación técnica, que tienen casi una década de existencia y ofrecen programas de formación en contenidos específicos para la operación. Están estructuradas en módulos según las diversas áreas críticas de conocimientos, con un enfoque teórico-práctico y escenarios de simulaciones para promover aprendizajes aplicables a cada puesto de trabajo.

“La empresa tiene más de 30 locaciones. Necesitábamos que dos personas que ingresan en la misma posición encararan sus tareas de modo similar. Y también aprovechar la experiencia como instructores de quienes se están jubilando con más de 30 años de experiencia, para que ese conocimiento no se pierda”, dijo a la prensa Corina Cohen.

Hoy TGS cuenta con tres centros de formación, 20 escuelas técnicas, 884 horas cátedras diseñadas, 22 instructores internos, referentes encargados de asegurar la calidad de los manuales y los cursos, y más de 1.250 participantes, entre empleados propios y de otras compañías.



Premio Anual del IAPG a la Seguridad

Dentro del mismo marco del Día del Petróleo, se realizó la entrega de otros premios. Así, AXION Energy recibió por tercera vez consecutiva el Premio Anual a la Seguridad, otorgado por el IAPG en el marco del 108° aniversario del descubrimiento del petróleo. La ceremonia de los premios se llevó a cabo en el Hotel Sheraton de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La compañía fue galardonada por su destacada actuación en la materia, dentro de los grupos de refinadoras y distribuidoras. La elección estuvo a cargo de la Comisión de Seguridad del IAPG, a partir de un detallado análisis de las estadísticas sobre accidentes y una evaluación de la Gestión de Seguridad de las empresas participantes.

También Petrobras Argentina fue galardonada con la entrega del Premio Anual de Seguridad IAPG 2015, en el grupo de empresas evaluadas dentro de la categoría de Productoras, que corresponde a la Gestión en Seguridad realizada en las operaciones de exploración y producción.

El comité elector, que realizó la evaluación durante noviembre basando su decisión en un detallado análisis de la estadística sobre los accidentes producidos en el rubro, estuvo conformado por Raúl Lacaze, Director de Gestión de Capital Humano de Grupo Telefónica y expresidente y actual miembro del Consejo de Dirección de la Asociación de Recursos Humanos de Argentina (ADRHA); Julián de Diego, Abogado laboralista y Director del Posgrado en Conducción Estratégica de Recursos Humanos de la UCA; y Andrés Hatum, profesor de la Escuela de Negocios de la Universidad Torcuato Di Tella.

También examinaron Matías Barroetaveña, Secretario de Empleo del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación; María Rosa Almandó, integrante del Consejo Rector de la Universidad Tecnológica Nacional y ex titular del Instituto Nacional de Educación Técnica (INET); Ana Broitman, responsable de la sección RRHH del suplemento I-ECO del diario Clarín; y Beatriz Balian, vicerrectora de Investigación de la Universidad Católica Argentina.

La seccional Comahue celebró el Día del Petróleo junto al Río Limay

La seccional Comahue del IAPG realizó el tradicional almuerzo por el aniversario del descubrimiento del petróleo. Esta vez, se eligió un salón con vista al río Limay en el Paseo de la Costa de Neuquén.

Sol pleno, verde intenso en la ribera y un amplio living al aire libre formaron parte del marco de apertura para el evento que contó con la presencia del Gobernador de la provincia de Neuquén, Omar Gutiérrez, y las autoridades de su gabinete, entre los que se destacó el ministro de Energía Alejandro Nicola. Además, este año hubo una sólida representación de autoridades de la provincia de Río Negro. También fue muy importante la presencia de representantes de los medios de prensa de las dos provincias.

Carlos Grassia, presidente de la seccional Comahue del IAPG, fue el encargado de hablar en representación de las empresas asociadas y entre otros aspectos destacó los logros conseguidos durante 2015 al tiempo que sintetizó



el escenario que enfrenta la industria en el nivel internacional y el nivel local.

Grassia, por otra parte, confirmó que el IAPG Comahue aportará un millón de pesos, para la construcción de un Aula anexa al edificio de la facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue. Entre los comensales hubo representantes de la casa de estudios, quienes agradecieron el respaldo económico.

El gobernador Gutiérrez fue el principal orador de la jornada. El mandatario hizo un enorme esfuerzo para participar del encuentro, pues por la mañana había completado una serie de actividades en Buenos Aires, y luego del encuentro debía viajar inmediatamente a Villa La Angostura.



Gutiérrez confirmó anuncios de inversiones en la provincia, explicó cuál es la relación que mantiene el Ejecutivo local con el ministerio de Energía que conduce Juan José Aranguren y pidió esfuerzo y compromiso a las operadoras, a quienes además les reconoció los avances conseguidos durante los últimos años, sobre todo en lo referido al desarrollo de recursos no convencionales. Las palabras de bienvenida estuvieron a cargo del gerente del IAPG local, Carlos Postai.

Finalizó el Torneo de Fútbol del IAPG Comahue

Culminó en Neuquén el tradicional Torneo de Fútbol interempresario del sector, organizado por la Seccional Comahue. Fueron 36 equipos participantes y el cronograma se cumplió a la perfección.



Los ganadores fueron:

Categoría Libre

1. Tuboscope Vetco Arg. S.A.
2. Bolland S.A.
3. BM Inspecciones SRL
4. Halliburton Argentina-Depósito

Categoría Veteranos

1. Halliburton Argentina
2. Calfrac Well Services Argentina S.A.
3. Bolland S.A.
4. Servicios Especiales San Antonio S.A.

Categoría Femenina

1. Tornería El Cóndor
2. Pecom Servicios Energía S.A.
3. Halliburton Argentina
4. Tenaris-Siderca





Según la Subcomisión de Deportes y Excursiones de la Seccional “la conducta de los jugadores ha sido ejemplar y sin dudas se han cumplido los objetivos fijados de estrechar vínculos de camaradería y fomentar la práctica deportiva”. Tanto los servicios del coordinador, como la logística en general, han sido ampliamente satisfactorios.

Sin dudas es importante destacar la labor de los miembros de la Subcomisión de Deportes y excursiones que han estado pendientes del desarrollo del torneo a lo largo de varios meses de 2015.

El Gerente de la Seccional Comahue, Carlos Postai, agradeció a las 36 empresas participantes por su compromiso y su espíritu deportivo.

Capacitación en Manejo Preventivo en Río Grande

Con la finalidad de brindar herramientas que sean de utilidad a la hora de conducir dentro de los yacimientos, se está llevando a cabo esta semana una capacitación en



manejo preventivo en áreas petrolíferas organizado por el IAPG, destinado al personal de empresas petrolíferas y también a funcionarios provinciales que se desempeñan en estas áreas.

Carlos Fredes, el ingeniero mecánico que se encuentra al frente de esta capacitación explicó que “el curso de inicio consta de 16 horas, de las cuales 12 se ocupan en la parte teórica, donde se brindan técnicas de manejo defensivo y el conocimiento y la aplicación de la Ley Nacional de Tránsito; las cuatro horas restantes, se realiza una evaluación práctica donde se los evalúa para conocer las condiciones técnicas de cada uno de los participantes de la capacitación”.

En la región patagónica del Golfo San Jorge donde se encuentra emplazado un yacimiento petrolífero que abarca la región sur de Chubut y norte de Santa Cruz, se creó una estructura de trabajo en la cual, quien acceda conduciendo al yacimiento tiene que hacer este curso, que dicta solamente el Instituto Argentino del Petróleo. Este curso está dividido en dos etapas: un curso de inicio y otro de renovación, que se realiza a los dos años del primero.

Por otra parte, Fredes también explicó que “este curso hace dieciséis años desde que se realiza y, a lo largo de los años, se han capacitado en estas técnicas alrededor de setenta mil personas. En Río Grande se ha trabajado con la actual gestión para comenzar a dar capacitaciones sobre temas relacionados al trabajo en áreas petrolíferas, en esta oportunidad puntualmente para realizar, por primera vez en la provincia, este curso intensivo de dos días con las correspondientes evaluaciones prácticas.

Fredes informó que “todos los que están participando de esta capacitación recibirán, al concluir, una credencial que sirve para acreditar esta capacitación y en el caso particular del yacimiento del Golfo San Jorge no se puede manejar dentro del mismo sin esta credencial. En Tierra del Fuego estamos trabajando para que, a corto plazo, se pueda implementar la utilización de esta credencial dentro de los yacimientos de la provincia”.

Además de esta capacitación, la idea es poder conformar en la provincia un grupo de formadores que puedan seguir replicando las capacitaciones con el fin de no depender de otras provincias, como en este caso que dependemos de Chubut, a fin de que se trabaje de manera independiente junto con el apoyo del IAPG.

Certificación de Competencias Laborales en Seccional Sur

Con el objetivo de solucionar la gran demanda de personal especializado en las cuencas petrolíferas en las que la certificación de oficios cumple un papel fundamental, se entregaron las certificaciones correspondientes en Comodoro Rivadavia.

Los primeros cuatro trabajadores certificados fueron electricistas de la empresa Nuevo Cerro Dragón SA –Cañadón Grande S.A.– UTE, los mismos lo hicieron en la norma para electricistas de Estaciones y Subestaciones Transformadoras.

La certificación fue realizada por Leonardo Pisarello Hoedtke, evaluador registrado y capacitado por el Ministe-



rio de Trabajo de la Nación, quien concurrió al yacimiento Cerro Dragón a presenciar cómo los trabajadores realizan las tareas correspondientes a esta norma, evaluando de esta manera los conocimientos teóricos y prácticos de los candidatos.

El Consejo Multisectorial que otorga estas certificaciones, registrado en el Ministerio de Trabajo de la Nación y formado por el gremio de Jerárquicos, el gremio Petroleros Privados, la Cámara de Empresas del Golfo San Jorge y el IAPG Seccional Sur, felicitó a los primeros trabajadores certificados e informó que en el rubro de electricistas se certificarán 400 empleados en la provincia del Chubut. Las actividades de certificación serán retomadas a partir del 2 de marzo de 2016.



Brillante III Jornada de Calidad “Horacio Grillo” en Seccional Sur

La III Jornada de Calidad, organizada y realizada en Comodoro Rivadavia por el IAPG, se llevó a cabo a mediados de diciembre con la presencia de destacados panelistas de distintos sectores, no solo de la industria hidrocarburífera, sino también de áreas en donde la calidad es uno de los temas centrales en busca de la mejora continua.

Como estaba previsto, la III Jornada de Calidad Horacio Grillo se realizó ante unos 120 participantes bajo el lema “La calidad como estrategia de las organizaciones”, con paneles que expusieron sus trabajos desde distintos sectores, como el caso del INTI, YPF S.A., PAE, IRAM, Halliburton, Consultar Group y el Gobierno provincial a través de su Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

El acto inaugural contó con la presencia de referentes del IAPG Seccional Sur, directivos de las operadoras y, en representación del Gobierno provincial, el ministro de Hidrocarburos Ezequiel Cufre.

Las primeras palabras estuvieron a cargo de Rafael Villarreal –vicepresidente del IAPG Seccional Sur– quien comentó la importancia de este tipo de encuentros y además resaltó el nombre que se le impuso a la misma, en merecido homenaje a Horacio Grillo, miembro del IAPG recientemente fallecido, quien presidió la Comisión de Calidad del IAPG y fue responsable de la puesta en marcha de esta jornada, no solo en el nivel local sino también en el nacional.

Para este homenaje se contó con la presencia de su esposa, Susana Kvapil; y se conformó un panel con la presencia del ministro Ezequiel Cufre y directivos de empresas, como Luis Nitz, Aníbal Verdier, Marcelo Aseñe y Esteban Núñez, pero en esta oportunidad no en sus roles funcionario o empresarial, sino como amigos y compañeros de trabajo de Grillo.

Acto seguido, Fernando Roca –uno de los principales referentes del IAPG–, hizo entrega de varios presentes a la esposa de Grillo, entre ellos una copia del acta que deja instaurado el nombre de “Horacio Grillo” a las jornadas de calidad que se desarrollen de aquí en más.

Compromiso en busca de la calidad

Durante las jornadas, que se desarrollaron desde la media mañana hasta avanzada la tarde, y se expusieron trabajos como Herramienta para la gestión de la Seguridad Vial en las organizaciones; Buenas prácticas en gestión de la calidad; Integración de la Norma IRAM 14201 con la Norma ISO 9001:2008; Un matrimonio igualitario sin detractores; Aplicación de redes neuronales para la obtención de registros a pozos entubados en proyectos casing drilling; Proceso de mejora de calidad para la formación de profesionales; Gestión de proyectos de mejoras; Los procesos de calidad en la ciencia y la tecnología para un desarrollo sustentable del territorio.

Exitosa jornada técnica de Instrumentación y Control en Seccional Comahue

Con gran éxito el 17 de diciembre se desarrolló la jornada técnica de Instrumentación y Control, organizada por la Sub Comisión de Calidad del IAPG Comahue y la Asociación Argentina de Control Automático (Aadeca).

El evento se realizó en el Salón auditorio del Centro de Ingenieros ante 80 asistentes que colmaron su capacidad,



entre expositores y asistentes, que representaron a unas 25 empresas del sector energético, como prueba del gran interés que despertó.

La jornada consistió en siete exposiciones técnicas y una conferencia magistral a cargo del Ingeniero Guillermo Canale, un verdadero referente en gestión de riesgos en el contexto de Sistemas Integrados.

Como corolario, se realizó una mesa redonda integrada por los Sres. Buresti (AADECA), Troncoso (YPF) y el Ing. Canale, en la que se generó un provecho debate e intercambio de ideas y opiniones, al punto de propiciar el compromiso de proyectar un evento superador el próximo año a partir de lo tratado.

La Seccional Comahue agradeció especialmente a Javier González, presidente de la Sub Comisión de Calidad



de la Seccional Comahue; a Diego Maceri (Aadeca) y al Ing. Daniel Rellán, Director Técnico del IAPG (sede Ciudad Autónoma de Buenos Aires) por estar en el origen de la idea de esta jornada.

Cursos de actualización

2016

ABRIL

- **INGENIERÍA DE RESERVIOS**
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 18 al 22 de abril. Lugar: Comodoro Rivadavia
- **NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA**
Nivel 1: Ensayista de Protección Catódica
Instructores: *H. Albaya*
Fecha: 18 al 23 de abril. Lugar: Buenos Aires

MAYO

- **EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL**
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 2 al 6 de mayo. Lugar: Neuquén
- **PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1**
Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina, G. Mancuso*
Fecha: 17 al 20 de mayo. Lugar: Buenos Aires

JUNIO

- **SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS**
Instructor: *F. D'Andrea*
Fecha: 1 y 8 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **AUDITORIA Y CONTROL INTERNO EN EMPRESAS DE O & G**
Instructores: *R. Campo, C. Torres*
Fecha: 1 y 2 de junio. Lugar: Buenos Aires

- **LA CORROSIÓN MICROBIOLÓGICA: ASPECTOS BÁSICOS, CASOS Y EXPERIMENTOS**
Instructor: *M. F. de Romero*
Fecha: 6 al 10 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)**
Instructor: *F. Nogueira*
Fecha: 9 y 10 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO ABIERTO**
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 13 al 17 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **USO DE MEDIDORES CORIOLIS EN TRANSFERENCIA EN CUSTODIA PARA LA MEDICIÓN DE MASA, VOLUMEN Y DENSIDAD EN LÍQUIDOS Y GASES. API 5.6, AGA 11**
Instructor: *Emerson*
Fecha: 16 y 17 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS**
Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*
Fecha: 22 al 24 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS**
Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*
Fecha: 22 al 24 de junio. Lugar: Buenos Aires
- **INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**
Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*
Fecha: 27 de junio al 1 de julio. Lugar: Buenos Aires
- **EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO**
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 27 de junio al 1 de julio. Lugar: Neuquén
- **NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1**
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*
Fecha: 27 de junio al 2 de julio. Lugar: Buenos Aires

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



[@IAPG_info](https://twitter.com/IAPG_info)
[@IAPGEduca](https://twitter.com/IAPGEduca)

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



Linked in

**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

www.iapg.org.ar



Celebración de fin de Año del IAPG Houston

La plana mayor del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas de Houston se reunió este diciembre para despedir el año 2015. En efecto, en el tradicional salón del Hotel Double Tree en Greenway Plaza, Houston, se realizó un cóctel con los integrantes del IAPG Houston y personalidades de la industria que habitan o pasan por la "capital mundial de la energía".

El ingeniero Guillermo Hitters, quien actualmente lidera el IAPG Houston; el VP Diego Mur, el tesorero Pietro Milazzo y quien actúa como secretaria, Colleen McKnight fueron anfitriones de este equipo que ha tenido un intenso año, en el que los distintos comités han realizado interesantes foros para tratar temas energéticos de la Argentina; un ya célebre torneo de golf para recaudar fondos para la Beca Claudio Manzolillo; la gestión de membrecías y patrocinios, y los distintos eventos sociales que unen a expatriados y locales, a lo largo de un año exitoso.

También estuvieron presentes expresidentes de la institución, como Joe Amador, y directores, como Miguel di Vincenzo, Carlos A. Garibaldi, José L. Vittor, Joe Amador, Andres Weissfeld, Juan Pedro Bretti, Daniel Viassolo, Carlos Macellari, Esther Cañedo, Jorge Uria, Ulisses Sperandio y Norma Valle. Se realizaron sorteos entre los asistentes, entre ellos un pasaje de avión cuyo ganador fue Guillermo Chutrau.



El primer evento de 2016 dedicado a los jóvenes

Uno de los intereses de las autoridades elegidas a mitad de 2015 en el IAPG Houston fue la creación de un nuevo comité dedicado a profundizar la participación de los jóvenes profesionales de la industria. No es casual entonces que la primera actividad de 2016 se titule *IAPG Houston Young Professional Chapter kick-off event: the way ahead for oil & gas young professionals* (Lanzamiento del capítulo de Jóvenes Profesionales del IAPG Houston: el camino por delante para los jóvenes profesionales del petróleo y del gas).



El evento consistirá en un almuerzo que tendrá lugar el 15 de enero a las 11.30 h, en el Hotel Double Tree en Greenway Plaza, Houston. Allí, un grupo de expertos de diferentes disciplinas debatirá y compartirá experiencias sobre la actualidad y las posibilidades de quienes recién comienzan en la industria, cómo se deben optimizar las posibilidades en el escenario actual, cómo es posible adaptarse al mercado, los conocimientos y las aptitudes que demandan en la actualidad las empresas, qué conocimientos se deben tener y cuáles seguir aprendiendo y cómo extender redes, además de las posibilidades que existen dentro de las ONGs y otros caminos alternativos. Más información en www.iapghouston.org

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	43	METALURGICA SIAM	16
AESA	15	MWH ARGENTINA	12
ANTARES NAVIERA	24	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
AXION Elevadores & Hidrogrúas	61	PECOM SERVICIOS ENERGIA	87
BIVORT	45	PETROBRAS ARGENTINA	55
CARBO SAN LUIS	73	PETROCONSULT	95
CEDRO TEXTIL WORKWEAR	63	PETROLIER	58
CHEVRON	89	REGISTROS DE POZOS	116
COMPAÑÍA MEGA	23	SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
CONSULAR CONSULTORES ARGENTINOS	85	SERVIUR	22
CONTRERAS	51	SHALE EN ARGENTINA	107
CURSOS IAPG	36	SHELL CAPSA	91
DEL PLATA INGENIERIA	49	SUPERIOR ENERGY SERVICES	29
DIGESTO AMBIENTAL	123	SWISS MEDICAL/ECCO EMERGENCIAS	71
ELECTRIFICADORA DEL VALLE	35	TACKER SOLUTIONS	67 y 77
ENSI	25	TECNA	59
FORO IAPG	122	TECPETROL	Retiro de contratapa
FUNCIONAL	27	TOTAL	9
GABINO LOCKWOOD	37	TRANSMERQUIM ARGENTINA	Contratapa
GE OIL & GAS PRODUCTS & SERVICES ARGENTINA	31	V Y P CONSULTORES	40 y 121
GIGA	121	WÄRTSILA	72
HALLIBURTON ARGENTINA	19	WEATHERFORD ARGENTINA	33
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	120	YPF	7
INDURA ARGENTINA	47	ZOXI	57
INFA	79		
IPH	54		
LUFKIN ARGENTINA	65	Suplemento Estadístico	
MARSHALL MOFFAT	17	INDUSTRIAS EPTA	Contratapa
MARTELLI ABOGADOS	18	INGENIERIA SIMA	Retiración de Tapa
METALURGICA ALBACE	41	VARSTAT	Retiración de Contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



INNOVACIÓN SUSTENTABLE

Creemos en tecnologías innovadoras que reduzcan el impacto ambiental, asegurando un balance adecuado con la naturaleza.

En GTM trabajamos diariamente en crear soluciones verdes para incrementar la producción de sus reservas naturales, favoreciendo la calidad de vida para todos.

- Fluidos de estimulación basados en agua de producción y flowback
- Agentes de Sostén
- Especialidades químicas

Simplificando procesos

