



Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2º CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE PERFORACIÓN
TECNOLOGÍA, SERVICIOS Y SERVICIOS DE RUEDA

La recuperación asistida en la Argentina



Media sponsor de:



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



www.pan-energy.com



Este número de *Petrotecnia* es de los más importantes para el IAPG, ya que es la edición especial que será distribuida durante la Argentina Oil & Gas Expo 2015 (AOG Expo 2015) organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, uno de los eventos de negocios más importante de la industria del petróleo y del gas de la región, que celebrará nada menos que su décima edición este año, del 5 al 8 de octubre, en el Predio Ferial de La Rural en la ciudad de Buenos Aires. El sector de los hidrocarburos espera ansiosamente este evento, ya que suele ser una especie de

termómetro para medir el grado de desarrollo de esta industria tan imprescindible, que constituye la base fundamental de la industria energética mundial.

Y la expectativa no es menor, en esta ocasión esperamos más de 20.000 visitantes. La Expo cubrirá casi 12.000 m² a lo largo de tres pabellones donde 250 empresas expondrán sus marcas. Habrá auditorios para dar charlas técnicas y comerciales, rondas de negocios para el encuentro entre las principales compañías operadoras y los proveedores; y se contará con un estudio de televisión dentro de la muestra del canal AOG TV Channel que transmitirá desde adentro del recinto.

Otros dos pabellones del predio ferial estarán enteramente destinados a las actividades del 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, que es la actividad técnica que acompañará esta edición de la muestra. En ese espacio para los profesionales, se tratarán temas, como el panorama latinoamericano de la perforación, así como el presente y el futuro de los recursos no convencionales en la región y en el país.

Por supuesto, también se hará especial foco en los campos convencionales y maduros, que generan un buen porcentaje de la producción actual, mientras se adelanta en el camino de la curva de aprendizaje del *shale gas* y el *shale oil*.

Precisamente sobre campos maduros y sobre los esfuerzos en incrementar lo más posible la extracción, es que hemos dedicado este número de *Petrotecnia* a la recuperación asistida (EOR, por la sigla en inglés de *Enhanced Oil Recovery*). Desde las lecciones aprendidas en el Proyecto EOR del que el IAPG es parte, hasta la experiencia en el exterior y en empresas argentinas, y las futuras tecnologías para profundizar en esta especialización.

También incluimos un informe realizado por el Grupo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG donde proyectamos un escenario posible sobre la ampliación del *downstream* de gas en las próximas dos décadas. Y como el futuro es ese lugar al que queremos llegar de la mejor manera posible, también hablamos de los sistemas de control y de la gestión de las inversiones.

¡Los esperamos a todos en la AOG 2015 Expo!

Ernesto López Anadón



Tema de tapa

La recuperación asistida en la Argentina

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 Lecciones aprendidas en el desarrollo del Proyecto EOR

Por *Ing. Fabián Akselrad*

el project manager del consorcio formado en el IAPG con empresas y universidades a fin de ofrecer a los centros de estudio locales las bases para profundizar en el conocimiento de la recuperación mejorada de petróleo describe en este artículo su visión luego de la experiencia concluida recientemente.

14 Comentarios y experiencias Proyecto EOR

Por la *Comisión Técnica EOR*

Un análisis tras la experiencia del consorcio realizado entre empresas, universidades, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y el IAPG.

20 “No hay una receta general de EOR: hay una para cada reservorio”

Por *Lic. Guisela Masarik*

Una entrevista al Ing. Gastón Conci, Gerente de Reservorios de YPF, para conocer los proyectos de recuperación asistida que la empresa de hidrocarburos más grande del país está poniendo en marcha.

24 Argentina Innovadora: tecnologías para el petróleo y el gas

Por la *Coordinación Técnica del Sector de Energía de la Subsecretaría de Políticas del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva*

Aumentar el incremental de recuperación de hidrocarburos es una de las prioridades del Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Nación, para ello le otorgó un lugar preponderante en el plan de incentivos a la energía y la industria.

28 Principales experiencias de un proyecto piloto de recuperación asistida camino a la masificación

Por *Ing. Jorge M. Buciak Gerente de Ingeniería y Desarrollo de Reservas CAPSA-Capex*

En este trabajo se demuestra que la tecnología de inyección del polímero con agua de inyección es posible y que su utilización en la Cuenca del Golfo San Jorge logra incrementar la producción, reducir el agua producida y aumentar los factores de recuperación.

36 “Los factores de recuperación incrementales pueden superar el 25%”

Por *Lic. Guisela Masarik*

la experiencia internacional en el uso de químicos para la recuperación, comentada por un experto internacional.





42 Los laboratorios locales como termómetro de mercado de EOR

Por Lic. Marcelo Crotti y Lic. Miguel Adrián Tichno (Inlab S.A.)

Para profundizar en los alcances de la recuperación asistida en la Argentina, se analiza aquí el tipo de servicios especializados en el área de EOR que se requieren en los laboratorios locales, y sus posibles respuestas tanto en el desarrollo tecnológico como en la tarea de capacitación profesional. Se trata de Inlab, con casi cuarenta años de servicios en el país.

52 El futuro de las tecnologías de EOR

Por Lic. Eugenia Stratta

Una previsión de la International Energy Agency (IEA) con proyección a veinticinco años sobre el desarrollo tecnológico del área.



Notas técnicas

56 El desafío del *downstream* del gas en la Argentina

Por el Grupo de Trabajo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG

En este informe se proyecta un escenario posible sobre cómo debería ampliarse a gran escala la infraestructura de transporte y distribución de gas en la Argentina durante los próximos 20 años, ante el esperado desarrollo de los recursos de *shale gas* de la región; al menos cinco millones de hogares se sumarían a la red.



74 La gestión de las inversiones y el ciclo de vida de los activos

Por Víctor Borgez (DNV GL)

Este trabajo plantea el uso del análisis RAM al administrar los gastos de una planta de procesos, ya que permite tomar decisiones informadas y reducir la incertidumbre respecto del comportamiento de la producción, la cual ayuda a predecir con mayor exactitud.

94 Los sistemas de control del futuro

Por Ing. Víctor Marinescu

Una visión del presente y del futuro acerca de la implementación de sistemas y equipos digitales de control centralizado en las empresas. Un detalle de sus beneficios.



Actualidad

108 Las nuevas tecnologías que pueden modificar la industria del petróleo y del gas

Por Lic. y Cdra. Roxana A. Pallares

Los procesos de toda la cadena de producción de hidrocarburos han ido incorporando cambios tecnológicos que han sumado eficiencia, eficacia y seguridad, y cuyo primer objetivo es la preservación del ambiente.

124 Una profesional argentina, *Chair* del Comité de Sustentabilidad de la IGU

Actividades

126 Congresos y Jornadas

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

136 Novedades de la industria

152 Novedades desde Houston

148 Novedades del IAPG

154 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/113697754021657413329

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, 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° 4, agosto de 2015

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 4.500 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 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
- 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, 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, 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 - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
METROGAS S.A.
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA 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.
REFINERIA 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
Sr. Jorge Sgalla
Ing. Mario Leanza
Ing. Juan José Mitjans
Sr. Enrique Jorge Flaiban
Lic. Fernando Rearte
Lic. Rodolfo H. Freyre
Ing. Martín Cittadini
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Lic. Federico Medrano
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

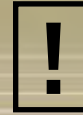
Sr. Diego Buranello
Dr. Diego Saralegui
Ing. Daniel A. Santamarina
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Martín Yañez
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Federico Tamanini
Dr. Luis Patricio Salado
Ing. 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
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Jorge Meaggia
Ing. Ignacio Javier Neme
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. 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

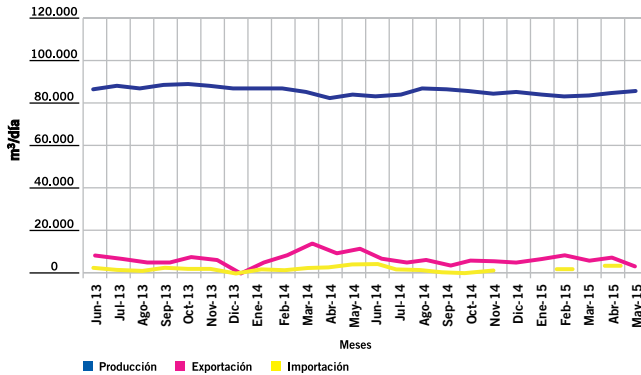
Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

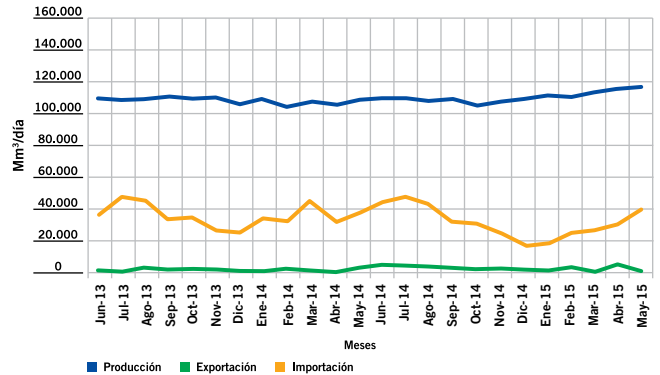
Como todo en la vida,
para seguir creciendo
hay que hacerse de abajo.



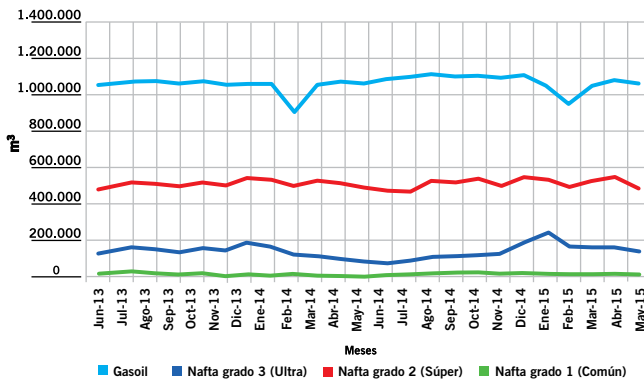
Producción de petróleo vs. importación y exportación



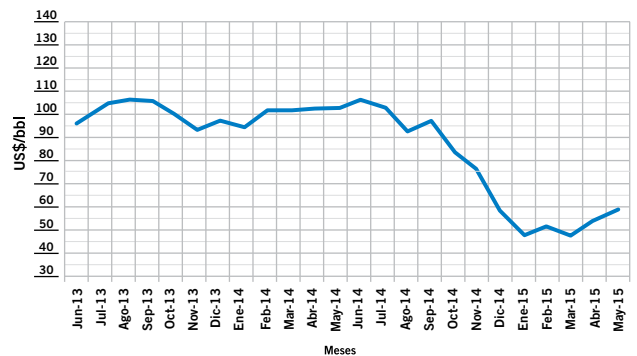
Producción de gas natural vs. importación y exportación



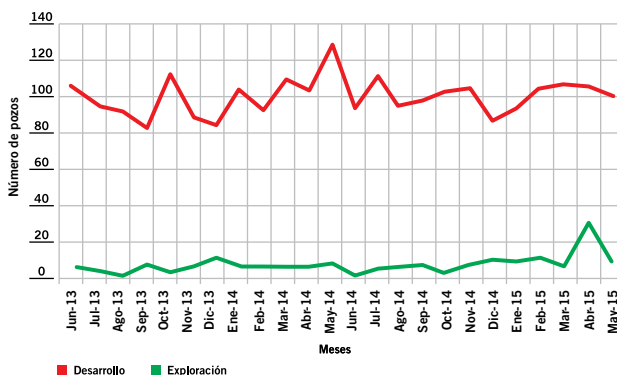
Ventas de los principales productos



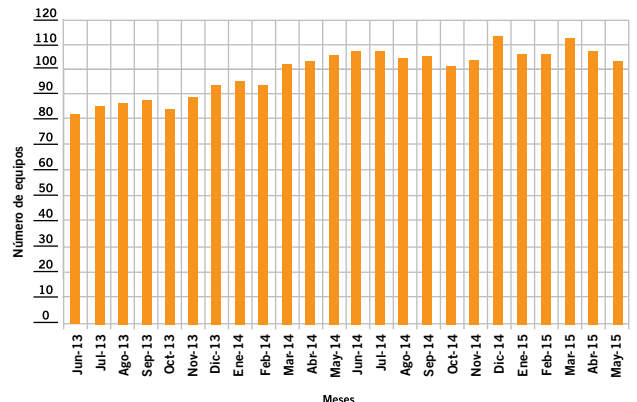
Precio del petróleo de referencia WTI



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

Lecciones aprendidas en el desarrollo del Proyecto EOR

Por **Ing. Fabián Akselrad**





El *project manager* del consorcio formado en el IAPG con empresas y universidades, para ofrecer a los centros de estudio locales las bases para profundizar en el conocimiento de la recuperación mejorada de petróleo, describe en este artículo su visión luego de la experiencia concluida recientemente.

El hecho de haber participado como *project manager* del denominado proyecto EOR (por *Enhanced Oil Recovery*) a partir de un acuerdo marco firmado en 2009 entre el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva; con la participación de ocho empresas socias (YPF S.A., Pan American Energy LLC Suc. Arg., Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., Chevron Arg. S.R.L. Petrobras Argentina S.A., Enap Sipetrol S.A. y Sinopec S.A.) y tres universidades (la Universidad Nacional de Cuyo, la Universidad Nacional de Comahue y la Universidad de Buenos Aires), con el fin de mejorar la productividad de los yacimientos del país e incrementar las reservas de petróleo; nos permite hilar una serie de conclusiones, a pocos días de finalizada la experiencia.

Como primera medida, podemos destacar que la conformación del consorcio de empresas e instituciones orientadas a fomentar la investigación y el desarrollo del sector energético aporta experiencias positivas que animan a recomendar esa línea de trabajo.

La coyuntura actual del precio internacional del petróleo conjugado con el precio de los productos químicos (alcalis surfactantes y polímeros) podría indicar que no es el momento de proyectos de CEOR (*Chemical EOR*) en la Argentina; sin embargo, estimamos firmemente que sí es el momento oportuno.

En un contexto de yacimientos maduros, con una recuperación secundaria con altos porcentajes de agua producida (y en aumento), baja productividad y altos costos operativos, necesitamos imperiosamente aumentar el factor de recuperación de nuestros yacimientos. Es decir, mejorar el sistema de barrido para extraer el petróleo que aún se encuentra en el subsuelo.

Para ello, se recomienda lo siguiente:

- 1) Obtener un buen diagnóstico de nuestra secundaria, entender por dónde fluye el agua inyectada y dónde queda el petróleo residual.
- 2) Mejorar la recuperación secundaria optimizando la eficiencia por medio de nuevos esquemas de inyección, perforación *in-fill*, *conformance*, etcétera.
- 3) Realizar pilotos EOR (comenzar lo antes posible) de manera de estar preparados, con la incertidumbre técnica analizada y reducida, para el momento en que las condiciones macroeconómicas permitan extrapolarlos al resto del yacimiento.

Ahora bien, para adherir a este último punto deberíamos tener en cuenta los siguientes considerandos:



El proyecto

El proyecto EOR surge con el fin de profundizar los conocimientos de este tipo de prácticas, mejorar la recuperación y el incremento de la producción convencional, al tiempo que buena parte de las expectativas se fijan en las posibilidades del no convencional, que requiere de tiempo y desarrollo, aunque ya somos el país con más pozos no convencionales fuera de los Estados Unidos.

Junto con las empresas y las universidades mencionadas, hemos entendido que además del cumplimiento de estos objetivos, el proyecto también busca iniciativas que desarrollen las capacidades del sistema científico tecnológico nacional y que contribuyan a la mejora del sector energético.

Desde el inicio del proyecto la filosofía es que estas empresas, conjuntamente con las universidades nacionales, desarrollaran la plataforma tecnológica necesaria que permita que el conocimiento crezca y permanezca en el país.

El Proyecto EOR, financiado por las empresas participantes, permitió conformar nuevos grupos de estudio, desarrollar los grupos de investigación existentes con capacitaciones en el exterior, adquirir equipamiento específico de alta complejidad y mejorar la infraestructura de los laboratorios, con el fin de preparar las universidades nacionales frente a los nuevos desafíos que conllevan los proyectos de CEOR.

Por su parte el IAPG, más allá de tener un rol específico como administrador de fondos, desempeñó un papel preponderante en el establecimiento de un marco de colaboración mutua entre las empresas participantes del proyecto, donde la sinergia lograda llevó a una dinámica única de muy alto valor e impacto.

En cuanto al papel del *project manager*, la implementación de esta tipología de proyectos asociativos implica un proceso con cierto grado de complejidad que requiere gestionar diferentes etapas, ya sea en la definición de los participantes, el acuerdo de objetivos, la preparación y la firma de convenios, la elaboración de los planes de trabajo, los presupuestos asociados, el seguimiento y el control de las distintas fases, etcétera.

Han sido necesarios un tiempo y un orden y un alto grado de coordinación para gestionar todas las áreas de conocimiento vinculadas al gerenciamiento del proyecto, así como articular las diferencias culturales, metodológicas y de dinámicas de trabajo que se observan en entornos tan diferentes como lo son las empresas y las universidades, las cuales deben confluir y alinearse en pos de objetivos y beneficios comunes para, finalmente, alinear estos objetivos con la aspiración máxima del proyecto: avanzar en la optimización de la producción energética. ■

Fabián Akselrad es *project manager del proyecto EOR, es Ingeniero Civil por la Universidad Tecnológica Nacional, con Postgrado de Ingeniería en Petróleo por el IGPUBA con Certificación PMP (Project Management Professional). Se ha desempeñado en las áreas de Gerenciamiento de Proyectos, Desarrollo de Oficinas de Proyectos y Consultoría en empresas, como YPF, Roch, Petrobras, PAE y Astra, entre otras; en el país y en el exterior. Es autor de trabajos sobre gerenciamiento de proyectos, vicepresidente del PMI (Project Management Institute) en Argentina y dicta workshops de Project Management para Oil & Gas en el IAPG.*

- Es recomendable impulsar en las organizaciones el gerenciamiento de proyectos bajo sistemáticas de gestión adecuadas para la toma de decisiones, con equipos multidisciplinarios que trabajen integradamente.
- Es importante distinguir las distintas tipologías de proyectos y no gestionarlos a todos por igual.
- Los pilotos de EOR (ASP, SP, P) no son proyectos tradicionales y, por consiguiente, no podemos medirlos con las mismas métricas e indicadores.
- Este tipo de proyectos son estratégicos y de largo plazo, y su objetivo es adquirir datos y conocimientos. Por consiguiente, no deberíamos pedirle rentabilidad a los pilotos (sí a su expansión).
- También debemos distinguir la exigencia sobre los plazos, respetar las velocidades de respuesta del yacimiento y entender que estamos atravesando una curva de aprendizaje.
- Al tratarse de proyectos estratégicos deberíamos permitirnos el fracaso de estos pilotos, tanto como lo hacemos con los proyectos exploratorios, en los cuales la aparición de un caso exitoso justifica toda la actividad previa.

Es decir, estamos en presencia de proyectos con un alto grado de innovación y alta incertidumbre, con lo cual convivimos con grandes riesgos pero también con grandes oportunidades de incrementar considerablemente el factor de recuperación del área.

Por ello, debemos estar dispuestos y comprometidos a enfrentar los riesgos, acompañando los pilotos EOR con un enfoque diferente, basado en conseguir información para aumentar la recuperación del petróleo residual por encima de la valoración de la velocidad y rentabilidad requerida en los proyectos tradicionales.

Surge la inquietud acerca de si, además de aplicar sistemáticas de gestión de proyectos adecuadas, no tendríamos que generar nuevos mecanismos que permitan –dentro de la planificación estratégica– reconocer y premiar los resultados de largo plazo. De esta forma podría alinearse el modelo de ejecución de los pilotos y los resultados esperados de manera diferenciada de los proyectos típicos de desarrollo.



Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite
slb.com

Schlumberger



Comentarios y experiencias Proyecto EOR

Por la *Comisión Técnica EOR*

Un análisis tras la experiencia del consorcio realizado entre empresas, universidades, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y el IAPG.

Hace unos cinco años se inició el Proyecto EOR, a partir de una necesidad de desarrollar una plataforma tecnológica (en infraestructura y conocimiento) que permita identificar y seleccionar, diseñar e implementar proyectos de EOR en la Argentina.

Así fue que en 2009 el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas firmó, junto con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, un acuerdo marco estratégico para el país con el fin de impulsar el diseño y la ejecución de proyectos que ayudaran a poner en valor nuevos conocimientos y la mejora de la productividad del sector de la energía. Surgió así el Proyecto de Investigación e Innovación en Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por su sigla en inglés *Enhanced Oil Recovery*), focalizado en la inyección de Productos Químicos (CEOR, por su sigla en inglés *Chemical EOR*).

Este emprendimiento ha sido único en la Argentina, impulsado por ocho empresas que trabajaron juntas con el mismo objetivo: mejorar la productividad de los yacimientos del país e incrementar las reservas de petróleo. Estas empresas son YPF-Ytec, Pan American Energy, Chevron Argentina, Pluspetrol, Petrobras Argentina, Tecpetrol, Sinopec y Sipetrol.

Para facilitar la interacción, estas empresas formaron una Comisión Técnica integrada por un representante de cada una de ellas: Ing. Diego Palmerio (YPF-Ytec); Ing. Daniel Avagnina (Pan American Energy); Lic. Gastón Oriozabala e Ing. Ramiro Pérez (Chevron Argentina); Ing. Raúl Puliti e Ing. Marcelo Pubill (Pluspetrol); Ing. Walter Ariel Romera (Petrobras Argentina); Ing. Carlos Berto e Ing. Fernando García Parodi (Tecpetrol); Ing. Leonardo Sliwinsky (Sinopec) e Ing. Martín Mateo (Sipetrol).

La primera tarea de esta comisión fue convocar a grupos de investigación del sistema público que pudieran contribuir con el proyecto. Trece establecimientos se postularon, de los cuales resultaron seleccionados las facultades de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue, de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y la Universidad Nacional de Cuyo (UNC). Una vez definidas las universidades y las empresas, se incorporó al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas como ente administrador del proyecto, y se seleccionó al *project manager*, el Ing. Fabián Akselrad. De esta manera, quedó formada la totalidad de los participantes del proyecto y sus respectivas funciones.

La recuperación mejorada de petróleo por inyección de productos químicos es un tema estratégico para aumentar la producción, por ello desde el inicio del proyecto la filosofía de este consorcio fue promover el desarrollo de la plataforma tecnológica necesaria, que incluyera inversión en infraestructura, remodelación de laboratorios, compra de equipamiento y capacitación de los investigadores, todo financiado por las empresas participantes, con la intención de generar un conocimiento que creciera y permaneciera en el país.

Etapas

Las tareas de investigación se efectuaron en el seno del Sistema Científico Argentino. Se involucró a más de treinta personas, entre investigadores, becarios (grado y posgrado), técnicos e ingenieros. Además, se trabajó con datos

reales para ajustar el proyecto a la problemática de nuestro país, basados en estudios en los reservorios de las cuencas más representativas, con mayor potencial de implementación de proyectos de CEOR.

El proyecto se dividió en cuatro etapas. Los equipos trabajaron en sus respectivas tareas y luego intercambiaron la información e hicieron seguimiento de las tareas, con el fin de mejorar los controles, ajustar la transición entre las distintas etapas y así, optimizar los plazos. Y principalmente, que las tres universidades pudieran tener una visión completa del proyecto.

Las etapas del proyecto fueron:

- 1) **Screening:** investigar la disponibilidad técnico-económica de alternativas de los productos que puedan ser aplicados en el proyecto y emplear criterios para seleccionar la opción óptima.
- 2) **Interacción fluido/fluido:** evaluar el comportamiento del producto químico en su interacción con los fluidos presentes en el reservorio y determinar las formulaciones químicas que se adaptan a sus condiciones para definir la mejor opción que será evaluada en la etapa de barrido en coronas.
- 3) **Interacción roca/fluido:** validar la formulación química seleccionada de acuerdo con la interacción entre los fluidos con la roca reservorio; realizar ensayos de barrido en testigos corona para determinar las propiedades de la recuperación incremental y los parámetros de entrada al futuro modelo de simulación; maximizar la rentabilidad del proceso (menor costo y/o mayor recuperación).
- 4) **Simulación:** analizar alternativas de implementación a escala de pilotos de desarrollo por medio de la aplicación de modelos numéricos que integren la información generada en las sucesivas etapas, determinar el simulador más adecuado para la evaluación de procesos de EOR por métodos químicos.

En lo que respecta al estudio de proyectos CEOR, se buscó el desarrollo y la consolidación de la plataforma tecnológica por medio del enriquecimiento en infraestructura y conocimiento de las universidades argentinas, y se trabajó para que en el futuro se puedan realizar estudios de este tipo sin recurrir a entidades reconocidas del exterior.

Experiencia enriquecedora

Los actores de esta experiencia la han calificado de “altamente enriquecedora”. En efecto, por su parte, las universidades cuentan con el equipamiento adecuado para realizar los estudios necesarios y han tomado contacto con este tipo de proyectos, en algunos casos por primera vez y, en otros, reforzando los conocimientos previos. El tiempo y los trabajos adicionales harán que a futuro se conviertan en reales alternativas.

Lo importante de este tipo de proyectos es la apertura que genera entre las empresas participantes, que comparan abiertamente sus experiencias, discuten metodologías y aprovechan las lecciones aprendidas de cada uno de los participantes. Esto es fundamental para cualquier estadio de avance de la temática a implementar en la empresa, es decir, en aquellos proyectos carentes de una experiencia



sólida, ya que ayuda a eliminar gran cantidad de pasos erróneos e innecesarios que seguramente se cometerían al avanzar en el tema. En los casos en los que el conocimiento es mayor, existe la posibilidad de discutir temas específicos en detalle, de par a par, sin ningún interés comercial de por medio, enriquecedor para las partes participantes.

La redacción de un convenio preciso que evitara cualquier eventual diferencia de interpretaciones fue relevante, toda vez que las idiosincrasias de las universidades y de las empresas planteaban diferencias.

Entre las tareas de la Comisión Técnica se encuentran relacionar a las universidades con empresas proveedoras nacionales e internacionales y de la capacitación de los profesionales y becarios en temas relacionados con la recuperación terciaria. En este sentido, se organizaron cursos y talleres tanto en la Argentina como en el exterior, a los que asistieron algunos representantes de los equipos de trabajo científico.

Se destacan aquí comentarios de las universidades que formaron parte del consorcio:

Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue

(Laura Fernández y Esteban González)

“El proyecto EOR fue sin duda uno de los desafíos más importantes para la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue debido a las particularidades que lo caracterizó. Desde la convocatoria recibida en febrero de 2010 hasta la finalización en diciembre del 2014, se transitó un camino con desafíos permanentes para lograr el cumplimiento de metas previstas. Fue intenso el trabajo realizado para orquestar las tareas administrativas y técnicas involucradas en forma permanente en la ejecución del proyecto en concordancia con el consorcio de empresas;

pero la sinergia, sin duda, resultó en un rico aprendizaje para futuros consorcios entre las empresas y el Grupo de Investigación de UnComa”.

“La infraestructura, el equipamiento y el conocimiento adquiridos por el grupo de investigadores de UnComa en el desarrollo de este proyecto constituirán las bases fundamentales para consolidar en un futuro cercano un centro especializado para trabajos de investigación y transferencia en EOR. Somos conscientes de que mucho hemos aprendido y mucho nos falta por aprender. Pero lo más importante es que hemos incorporado una metodología de trabajo, gracias a la interacción entre el sector científico nacional y el sector productivo”.

Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo

(Silvia Maturano y Daniel Fernández, Decano)

“Merece destacarse que a través del proyecto EOR se financió la participación de alrededor de veinte personas entre investigadores formados, investigadores *junior* y alumnos, que tuvieron la oportunidad de iniciarse en la investigación y conocer uno de los posibles temas que deberán enfrentar en su vida profesional, como es el de diseñar e implementar proyectos, con el fin de incrementar las reservas y mejorar la productividad de los yacimientos en la Argentina”.

“Para plasmar uno de los objetivos del proyecto, que es desarrollar una plataforma tecnológica de infraestructura para implementar proyectos EOR, se pudo adquirir bibliografía de interés, comprar equipamiento (mojabilímetro, densímetro, medidor de pesos moleculares, balanza analítica, agitadores magnéticos, medidor de oxígeno y equipo de filtración, entre otros); material de laboratorio,

The AESA logo consists of the word "AESA" in a bold, white, sans-serif font. Below the text are four horizontal white lines of varying lengths, creating a stylized underline effect. The logo is positioned in the upper left corner of the image.

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



computadoras y *work-stations* para simulación; así como mobiliario para complementar los recursos con los que contaba el Laboratorio de Reservorios perteneciente al Grupo de Física de Líquidos y Medios Porosos. Solo queda pendiente la construcción del Laboratorio para este Grupo, el cual, con su personal y con su renovado equipamiento, asume el compromiso de trabajar para mejorar y capitalizar los conocimientos adquiridos en este proyecto”.

“Como parte de la capacitación dentro del proyecto, se participó asimismo de un viaje a los Estados Unidos, donde se pudo visitar las sedes de las empresas Tiorco y Oil Chem; y la Universidad de Texas, donde se tuvo la oportunidad de observar las metodologías de trabajo. Se pudo participar además de un curso de capacitación sobre el tema dictado por el PhD James Sheng, y se gestionó la participación de los integrantes graduados en las Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo que se desarrollaron en nuestra provincia en el año 2012”.

“Al mismo tiempo, es importante destacar y agradecer la posibilidad de interactuar con grupos de investigación de otras universidades, que también integraron el Proyecto EOR, como la Universidad de Buenos Aires y la Universidad del Comahue. Y agradecer también a los integrantes de la Comisión Técnica por su tiempo; y al *project manager* por sus gestiones para fortalecer el vínculo entre la Universidad y la empresa”.

Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires

(Gabriela Savioli)

“Fue una experiencia pionera de cooperación entre grupos del sistema Nacional de Ciencia y Tecnología y distintas empresas petroleras; y agradecemos el hecho de haber sido seleccionados para trabajar en ella. En momentos en que nuestro país se halla ante el trascendente desafío de incrementar la producción y reponer reservas, consideramos imprescindible que los distintos sectores involucrados unan sus esfuerzos para enfrentar este reto estratégico. Justamente, el Proyecto EOR ha sido un importante ejemplo en este sentido, y seguramente abrirá caminos a nuevos proyectos en esta u otras áreas del conocimiento”.

“Como se ha mencionado, el objetivo de este proyecto fue desarrollar una plataforma tecnológica que permitiera identificar, diseñar e implementar proyectos de EOR para incrementar reservas y mejorar la productividad de los

yacimientos maduros en la Argentina. Específicamente las tareas llevadas a cabo por nuestro grupo de investigación estuvieron vinculadas con el área de simulación numérica y la participación en el proyecto ha acarreado importantes beneficios en la consolidación del grupo en los siguientes aspectos:

- **Recursos humanos:** en el proyecto participaron dos becarias que se formaron en esta temática y decidieron seguir trabajando en investigación científica en temas vinculados con nuevas tecnologías aplicadas a la producción de hidrocarburos. También hubo profesionales que realizaron apoyo técnico en distintas etapas (preparación del *hardware*, instalación y manejo de software de simulación, dictado de cursos breves) que han sido un valioso aporte a nuestro grupo de investigación y que seguirán vinculados en el futuro.
- **Equipamiento:** con los fondos del proyecto se adquirieron *notebooks* y *work-stations* con gran capacidad de cálculo para poder instalar y procesar los *softwares* comerciales que simulan los procesos EOR mediante inyección de químicos.
- **Software de simulación:** se instalaron y utilizaron los programas Stars de Stars-me, CMOST de CMG y Pumaflow de Beicip. Se aplicaron al procesamiento de los datos de laboratorio y de campo del proyecto.
- **Infraestructura:** se mejoraron las instalaciones de nuestro Laboratorio de Ingeniería de Reservorios dentro del Instituto del Gas y del Petróleo de la FIUBA, con equipos y mobiliario.

“Pero, sin duda alguna, el mayor beneficio fue la posibilidad de interactuar y trabajar con los miembros de la Comisión Técnica (profesionales de las empresas y del IAPG), que nos transmitieron sus intereses, necesidades y sugerencias para colaborar y mejorar el desarrollo de nuestro trabajo. Y también con los investigadores de las otras dos universidades nacionales, que siempre han estado dispuestos a colaborar y solucionar nuestras inquietudes en cuanto a datos o metodologías”.

Promoción de la producción nacional de químicos

Además de llevar a cabo su objetivo primordial, la Comisión Técnica del Consorcio de EOR ha realizado tareas adicionales, por fuera del convenio, de suma utilidad para concretar el objetivo empresario de articular los proyectos de I&D asociados a las líneas tecnológicas estratégicas, con las capacidades inherentes del Sistema Científico Nacional.

En esta línea de pensamiento trabajó para estimular el abastecimiento local de determinados insumos químicos, actualmente provenientes del exterior, para obtener una reducción sustancial de costos que posibilite la masificación de la recuperación terciaria a escala de campo. Como resultado de estimaciones de posibles consumos, se le planteó a la Cámara de Industria Química y Petroquímica (CIQyP) la necesidad de comenzar con la fabricación nacional de surfactantes y polímeros.

Este aspecto, así como la satisfacción de las universidades y de las empresas, dará cierre al proyecto, con la visión de nuevos consorcios futuros. ■



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



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



“No hay una receta general de EOR: hay una para cada reservorio”

Por *Lic. Guisela Masarik*

Una entrevista al Ing. Gastón Conci, Gerente de Reservorios de YPF, para conocer los proyectos de recuperación asistida que la empresa de hidrocarburos más grande del país ya está poniendo en marcha.

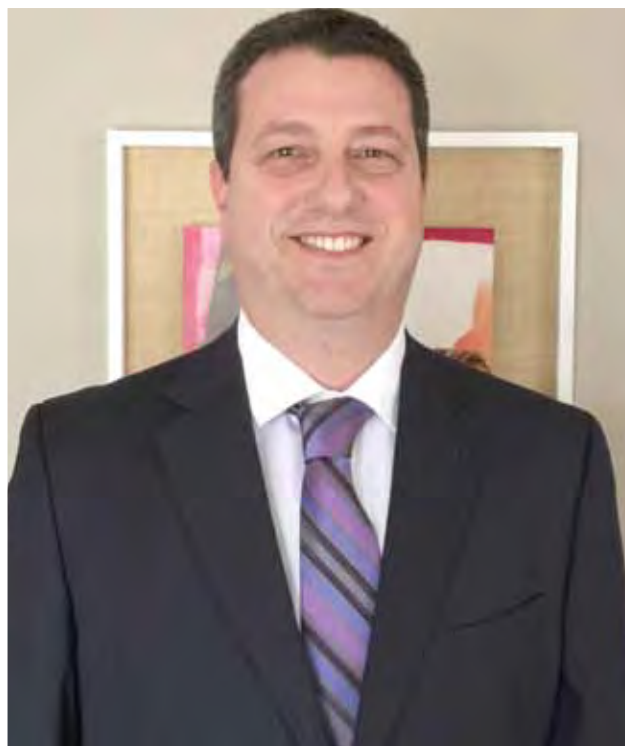


¿Qué proyectos ya tienen implementados en las áreas?

En estos momentos estamos avanzando de manera firme pero segura, y de forma integral conjugando laboratorio y campo. Por un lado, hemos ido a los lugares donde se está realizando la EOR (*Enhanced Oil Recovery*, por sus siglas en inglés) a gran escala; por ejemplo, a Daqing, el mayor yacimiento de China bajo EOR, para analizar cómo operan y cuáles son los métodos y las tecnologías que utilizan, todo esto contribuye a acelerar una curva de aprendizaje que en el contexto actual resulta bastante larga.

Simultáneamente, hemos desarrollado convenios con universidades locales y del exterior (por ejemplo, la Universidad de Austin, en Texas) y formamos parte de un consorcio en California, por medio del cual vemos las formulaciones del producto y qué tipo de polímeros o surfactantes utilizar según el proyecto.

Mientras se hace este trabajo de laboratorios, nosotros en la Argentina estamos realizando algunos pilotos para avanzar en el conocimiento. Trabajamos en modelado y luego llevamos el modelado a la realidad mediante pilotos; por ejemplo, estamos viendo métodos como el ASP (Alcali-Surfactante-Polímero) y realizamos los primeros *single well test* para ver qué tan efectiva es la tecnología que estamos empleando en los reservorios que elegimos.





Con estas pruebas vemos si la inyección de ASP, que tiene la característica de reducir el SOR (saturación residual de petróleo) lo hace bien.

Este paso de la escala de laboratorio a la de campo es importante para nosotros porque luego se va a tener que escalar más y más: si los resultados llegan a ser satisfactorios, que es lo que estamos analizando en estos momentos, además ya estamos pensando en la siguiente etapa.

Si estos fueron los proyectos de corto y mediano plazo, ¿cuáles están evaluando para el largo plazo?

Estamos iniciando proyectos de polímeros en campos de la cuenca del Golfo, Neuquina y Cuyana. Teníamos muchos trabajos de modelado, pero empezamos a inyectar realmente a partir de 2014. Si bien es relativamente reciente, las expectativas son enormes, al igual que los desafíos: porque para probar una buena recuperación terciaria, primero se tuvo que haber probado una buena recuperación secundaria. Se trata de conectividades: es necesario tener conectividad entre pozo productor e inyector para que se pueda pensar en inyectar después el polímero y barrer el petróleo remanente; entonces, con las secundarias maduras que tenemos y las conectividades asociadas, las posibilidades pueden ser muy grandes.

¿Qué expectativa de incrementos de factor de recuperación manejan?

Aún no podemos conocer los incrementales con el grado de conocimiento que tenemos ahora en nuestras áreas. Pero en nivel mundial, se está manejando entre un 5% y



un 15% de recuperación. Veamos un caso experimentado, en Daqing el 10% de la producción es gracias a los polímeros, que colaboran en la mantención de una curva de producción *flat* a largo plazo, y llega a una recuperación final incremental del 18%.

¿En qué laboratorios están haciendo los ensayos?

Con varios de aquí y del exterior. Por ejemplo trabajamos con el laboratorio de la Universidad de Texas: allí se prueban las distintas formulaciones que se usarían con nuestras coronas y fluidos. En la Argentina tenemos a Y-tec que también forma parte del consorcio mencionado. Esto es interesante porque ellos aprendieron en Texas y han traído el *know-how*, lo cual reduce muchísimo los costos. Y dentro de la empresa estamos trabajando con el área de química, ya que proveer la materia prima para la EOR puede resultar caro. Y aunque consideramos que nos falta un largo camino, si todo sigue a este ritmo, las posibilidades de tener nuestras propias materias primas en la Argentina son altas. Como mencionamos, el *know-how* más adelantado ya lo estamos incorporando a nuestra gente. En estos casos, siempre se busca tener volumen de negocios y rentabilidad, así que buscamos obtener los insumos de manera local, ya que eso reduce el costo, lo cual es crítico para la rentabilidad de este tipo de proyectos.


¿Cuáles son los principales desafíos para implementar proyectos EOR, en la actualidad, aquí? ¿Se compite con otros proyectos, como el de no convencionales, por ejemplo?

Primero, reducir los costos. Y para ello, una de las principales formas es conseguir la fabricación de las materias primas en el país. Y segundo, ver cómo seguimos avanzando, a qué ritmo. Es necesario desarrollar la curva de aprendizaje, ir probando en cada caso, porque no hay una receta general de EOR para todos los casos: hay una para cada reservorio y para cada yacimiento y pozo.

Siempre se compite con otros proyectos, pero con la EOR se trata de aumentar el Factor de Recuperación, recuperando hasta un 15% más en los reservorios convencionales, obteniendo eficiencias muy superiores a las actuales. Hay que seguir buscando, porque las cuencas tienen mucho más para dar. ■



**CYPHERSM, EL SERVICIO QUE
INTEGRA LA SÍSMICA CON LA
TERMINACIÓN DEL POZO...**



**INCREMENTA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y REDUCE
LOS COSTOS DE POZO EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.**

El servicio integral CYPHERSM ayuda a los operadores a optimizar el conocimiento del reservorio desde la sísmica hasta la estimulación. El servicio incluye la generación de un modelo geológico multidisciplinario que permite identificar las mejores zonas del yacimiento definiendo dónde y cómo perforar; y dónde y cómo terminar los pozos no convencionales, con el objetivo de incrementar productividad y disminuir hasta un 40% del costo por barril equivalente de petróleo.

Para aprender más sobre el servicio CYPHERSM, visite halliburton.com/CYPHERservice ▶

HALLIBURTON

Solving challenges.™



Argentina Innovadora: tecnologías para el petróleo y el gas

Por la *Coordinación Técnica del Sector de Energía de la Subsecretaría de Políticas del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva*

Aumentar el incremental de recuperación de hidrocarburos es una de las prioridades del Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Nación, para ello le otorgó un lugar preponderante en el plan de incentivos a la energía y la industria.

El Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación: Argentina Innovadora 2020 (www.argentinainnovadora2020.mincyt.gob.ar) es el instrumento por el cual el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCYT) establece los lineamientos de política científica, tecnológica y de innovación en el país hasta el año 2020.

En el marco del plan se definieron seis sectores estratégicos: agroindustria, ambiente y desarrollo sustentable, desarrollo social, industria, salud y energía. Para este último, y en particular para el área de petróleo y gas, el MINCYT reconoció al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) como uno de los principales interlocutores para definir la agenda de actividades de investigación, desarrollo e innovación.

El 1 de julio de 2009 ambas instituciones firmaron un Convenio Marco de Cooperación que continúa vigente, cuyo objetivo es “prestar colaboración y cooperación mutua que permita desarrollar un marco relacional entre los

actores del sistema de ciencia y tecnología y de las empresas de la cadena energética petrolera, que forman parte del IAPG, a fin de posibilitar el diseño y la ejecución de proyectos que tiendan a la puesta en valor de nuevo conocimiento y a la competitividad de la cadena, además de mejorar la productividad de este sector estratégico para el desarrollo del país”.

A partir de este convenio, por iniciativa de YPF S.A., se realizaron una serie de reuniones con las principales empresas operadoras de yacimientos en la Argentina, concluyendo que la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) era un tema prioritario, y que existían oportunidades de investigación en relación con la selección de los mejores productos químicos por aplicar, según las características de cada reservorio. Se establecieron acciones concretas mediante Acuerdos Específicos, a los que YPF fue la primera empresa en adherirse, luego Pan American Energy LLC, Chevron Argentina S.R.L, Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., Petrobras Energía S.A., Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc. y Enap Sipetrol Argentina S.A.

Posteriormente, por medio del MINCyT y sobre la base de los acuerdos citados, se invitó mediante convocatoria pública a grupos de entidades científicas a presentar “expresiones de interés” orientadas a proyectos de investigación e innovación en el área de tecnología en EOR. De esa convocatoria resultaron seleccionados tres grupos de trabajo, representados por tres universidades nacionales: la Universidad Nacional de Cuyo (representada por su Grupo de Física de Líquidos y Medios Porosos de la Facultad de Ingeniería), la Universidad Nacional de Comahue (representada por el Centro Petrofísica del Comahue; el Grupo de Simulaciones y Membranas, Medios Porosos; y el Laboratorio de Fluidodinámica Computacional de la Facultad de Ingeniería) y la Universidad de Buenos Aires (representada por el Instituto del Gas y del Petróleo, de la Facultad de Ingeniería). Los fondos para la ejecución de estos proyectos fueron aportados en su totalidad por las empresas.

Por tratarse de una experiencia inédita en el país, el MINCyT realizó la asistencia logística y administrativa, dada su experiencia en el seguimiento de proyectos de ciencia y tecnología de empresas e instituciones con fines de investigación aplicada a las demandas del sector energético; ocupó así el papel de intermediario en la vinculación

entre los diferentes actores. El acompañamiento del Ministerio se hizo presente fundamentalmente hasta el inicio de la ejecución de los proyectos por parte de los grupos seleccionados.

La conformación del consorcio de empresas e instituciones del sistema científico y tecnológico nacional orientadas al fomento de la investigación, el desarrollo y la innovación del sector petrolero concluyó en aportes y lecciones interesantes para seguir trabajando en esta dirección. Continuando con el lineamiento estratégico de mejora del factor de recobro de los yacimientos maduros, el 12 de diciembre de 2013 se firmaron convenios marco, específico y ejecución entre el MINCyT y la Cámara de Industria Química y Petroquímica (CIQyP). También, se llevaron a cabo las acciones necesarias para la implementación de actividades conjuntas destinadas a promover la ejecución de proyectos



Problema	Soluciones / Desafíos tecnológicos
Insuficiente conocimiento de los reservorios	Mejorar la eficiencia de procesos de recuperación secundaria y terciaria de petróleo. Posicionar a la Argentina en el primer nivel mundial en la explotación de reservorios no convencionales. Contar con modelos que permitan una mejor comprensión del comportamiento de los fluidos en el reservorio. Desarrollar nuevas tecnologías para el estudio de las cuencas no productivas.
Explotar en forma conveniente y ambientalmente amigable los recursos no convencionales	Contar con tecnologías en armonía con el ambiente en la explotación de recursos no convencionales.
Alta dependencia de tecnologías importadas	Sustituir las importaciones con desarrollo de tecnologías y proveedores nacionales. Perfeccionar y adecuar tecnologías nacionales a las nuevas necesidades de explotación de yacimientos.
Existencia de nuevas calidades de crudo	Desarrollar nuevas tecnologías de procesamiento y de transporte de crudos de alta viscosidad, nafténicos y parafínicos.

de investigación, desarrollo e innovación para la obtención de resultados asociados a la producción nacional de agentes químicos y tecnologías asociadas al proceso de EOR. Se abrió la convocatoria a presentar Ideas Proyectos (IP) "Desarrollo de insumos químicos y tecnologías asociadas al proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)" entre el 4 de mayo y el 12 de junio de 2015. La presentación de los proyectos finales seleccionados con el análisis de factibilidad y la definición de la fuente de financiamiento, se estima para setiembre de este año. Además, aparte de estas dos iniciativas particulares, el 28 de noviembre de 2012 se lanzó la Mesa de Implementación "Tecnologías para el Petróleo y Gas", como parte del proceso de programación operativa del Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación "Argentina Innovadora 2020" (PNCTI 2012-2020). En esa mesa se contó con la participación de representantes de las comisiones técnicas del IAPG, científicos del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI), representantes provinciales y nacionales de distintos ministerios, y con profesionales de Y-TEC, quienes apoyaron todo el proceso de elaboración de un Plan Operativo (PO), que se encuentra disponible en el sitio del Plan Argentina Innovadora dentro del *website* del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

Las principales conclusiones a las que llegó la mesa, bajo la consigna de la identificación colectiva de proble-

mas, oportunidades y desafíos tecnológicos quedaron reflejadas en el cuadro síntesis de la página anterior.

Finalmente, tomando como insumo lo expuesto anteriormente y según la metodología establecida se elaboró el Plan Operativo, en el que se enuncian los siguientes objetivos:

- 1) Conformar una instancia sectorial constituida por actores públicos y privados dirigida a fomentar y dar impulso a las actividades de generación, gestión y transferencia de conocimiento, desarrollo tecnológico e innovación.
- 2) Desarrollar tecnologías para la explotación de los yacimientos maduros y no convencionales y la refinación de crudos.
- 3) Sustituir importaciones mediante el desarrollo de tecnologías y proveedores nacionales.
- 4) Promover la vinculación entre los sectores de ciencia y técnica y las empresas.
- 5) Formar recursos humanos en la cantidad y con el nivel de formación requeridos, en diferentes campos de especialización y con respaldo internacional.

Asimismo se definieron 25 acciones de I+D+i, algunas de las cuales fueron priorizadas por las empresas, que ya han iniciado su ejecución, especialmente las relacionadas a mejorar la eficiencia de procesos de recuperación secundaria y terciaria de petróleo. ■



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
info@mwhglobal.com.ar

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) 457-2670
Fax: (54-291) 457-2471





Principales experiencias de un proyecto piloto de **recuperación asistida camino a la masificación**



Por **Ing. Jorge M. Buciak**, Gerente de Ingeniería y Explotación, CAPSA-Capex

En este trabajo se demuestra que la tecnología de inyección del polímero con agua de inyección es posible y que su utilización en la Cuenca del Golfo San Jorge logra incrementar la producción, reducir el agua producida y aumentar los factores de recuperación.

Realizar un proyecto piloto de recuperación asistida en áreas maduras y marginales es una tarea que requiere mucho esfuerzo colectivo y dedicación. Este tipo de emprendimientos solo es posible si se cuenta con el compromiso y la visión compartida del personal operativo y de las máximas autoridades de la organización.

Las personas que han apoyado el proyecto son los verdaderos artífices del éxito logrado por lo que este artículo no hace más que reflejar lo hecho por ellos.

Síntesis del proyecto

Hemos probado por primera vez que la inyección de polímeros en forma continua con el agua de inyección es una tecnología viable y sustentable para ser utilizada en la Cuenca del Golfo San Jorge como técnica para incrementar la producción y las reservas y disminuir el porcentaje de agua producida.

El proyecto piloto comenzó hace ocho años y, actualmente, 25 inyectores reciben 3.200 m³/día de agua con 5,5 ton/día de polímeros. Los pozos productores afectados al proyecto son 50.

Como resultado, en los pozos centrales se logró incrementar la producción de petróleo en más de un 100%, se disminuyó un 6% el agua producida (pasando del 97,3% al 91,3%). Además se incrementarán los factores de recuperación en aproximadamente un 7%.

A la fecha, se han inyectado más de 7.000 toneladas de polímero y la inversión total efectuada es del orden de USD 40 millones. Por sus condiciones, entendemos que este es el proyecto más grande en explotación de América latina.

Fundamentos técnicos sobre la inyección de polímeros

El control de movilidad es un término genérico para describir cualquier proceso donde se alteran las velocidades relativas de los fluidos inyectados (agua, en este caso, como fase desplazante) y desplazados (petróleo) que se mueven en el reservorio. En definitiva, el objetivo es mejorar la eficiencia volumétrica de barrido mediante el control de movilidad.

Estos químicos (poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas) incrementan la viscosidad aparente del agua y reducen la permeabilidad efectiva de la roca al fluido inyectado para tratar de direccionar mejor el agua. Como resultado, se logra un incremento de la producción y de los factores de recuperación y una disminución del agua producida.

Descripción del proyecto

El proyecto comenzó en octubre de 2007 con 5 pozos inyectores (actualmente son 25), una inyección de 900 m³/d (actualmente 3200 m³/d), en una zona madura de recuperación secundaria por inyección de agua, con más de quince años de historia de inyección y treinta años de explotación primaria previa. El agua es la misma que la utilizada en todo el campo y proviene de los pozos productores luego de un tratamiento (*skimmeado*). Esta agua



posee una salinidad equivalente de 15.000 ppm de NaCl, y se utilizan 1200 ppm de poliacrilamida para generar una viscosidad objetivo de 25 cp. Actualmente, por un período prolongado, estamos trabajando con 40/50 cp.

El reservorio está ubicado en la provincia del Chubut a una profundidad promedio de 950 m. Por recuperación primaria (empuje de gas disuelto), el factor de recuperación de petróleo fue del 12%; por inyección de agua se incrementó un 11% y por inyección de agua con polímeros se espera obtener un 7% incremental. El reservorio es heterogéneo con una permeabilidad promedio de 500 md, el petróleo tiene una viscosidad de 150 cp en condiciones de reservorio y 20° API.

La relación de movilidades entre el agua y el petróleo es de 100; con agua más polímero, esta relación baja hasta aproximadamente 10; la relación ideal debería ser de 1 o menor, pero el consumo de producto en estas condiciones haría inviable el proyecto, sumado a la alta viscosidad que podría generar problemas de baja inyectividad.

El diseño conceptual “preliminar” para este proyecto fue realizado en conjunto por profesionales de la compañía con el asesoramiento de un laboratorio externo (SUR-TEK de los Estados Unidos), donde se efectuaron los ensayos preliminares.

La poliacrilamida se importa desde China, debido a que en la Argentina no se fabrica este producto a la escala necesaria para su consumo industrial. Las instalaciones de dilución inicialmente fueron desarrolladas en el nivel local por profesionales de la compañía en conjunto con empresas de servicios (entre ellas se destacó Sabinur S.A.).

Al costo/inversión que poseen los proyectos de recuperación secundaria tradicionales se deben agregar los químicos, los costos de dilución y los *pullings* incrementales en los pozos productores (debido, principalmente, a la mayor cantidad de arena producida).

Como consecuencia de lo mencionado, ante bajos precios de venta del petróleo, proyectos de este tipo habitualmente se suspenden y se retoman cuando el precio sube, con su consiguiente pérdida de continuidad.

En estos proyectos de inyección de químicos, luego de una inversión inicial en instalaciones de hidratación y di-

SIAM ARCON

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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



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

Base Neuquén

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

Planta Industrial

Dr. Atiljo 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



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

lución del polímero, la producción incremental está ligada directamente a la viscosidad que se inyecta. Se suele hablar de “petróleo producido” por “toneladas de producto inyectado” y actualmente ese indicador es de 30 m³/ton en las zonas centrales, con suficiente historia de inyección, y de 10 m³/ton en las zonas con poca historia o periféricas. El proyecto se termina cuando se deja de inyectar polímeros y se pierde rápidamente esa producción incremental, esto se debe a que se vuelve a las relaciones de movilidades iniciales, tornándose nuevamente ineficiente. Por esa razón, los proyectos de inyección de polímeros son de inversión continua.

Lecciones aprendidas

Hemos tenido muchos problemas que pusieron a prueba la viabilidad del proyecto, entre ellos podemos mencionar:

Incremento del número de intervenciones de pulling: un problema fue que al incrementar la viscosidad del agua en el reservorio, se producía mayor movimiento de la arena. Esto hacía aumentar el número de *pullings*, lo cual incrementaba los costos. Solución: el desarrollo de una “PCP especial con Sistema de Transmisión Lubricado” ideado por personal de la Compañía. Así se pasó de 2,5 a 1,3 *pulling*/pozo/año (en los proyectos de recuperación secundaria el promedio es 1 *pulling*/pozo/año).

Desequilibrio en la presión de admisión de los inyectores: en China y Canadá usan, principalmente, una bomba por pozo inyector al no poder regular los cau-

dales sin romper las cadenas poliméricas. Esta situación encarece los egresos de los proyectos (debido a la inversión y el mantenimiento). Esto se debe a que las válvulas convencionales de regulación generan un esfuerzo de corte tal que rompe el polímero, con la consecuente pérdida de viscosidad. Solución: se fabricaron “rulos” con proveedores locales para equilibrar la presión entre los pozos inyector. Los rulos demostraron que proveen una adecuada pérdida de carga sin romper la cadena de polímero.

Canalizaciones en los pozos inyector: debido a lo indicado anteriormente, se produjeron canalizaciones en el reservorio. Solución: elaboramos nuestra propia “receta” de geles con el polímero y el agua de cada zona, aprendiendo a determinar qué consistencia se requiere en cada caso y qué formulación de *crosslinker* es la adecuada. Con los geles así formados, por administración, en la mayoría de los casos se logró obtener esas canalizaciones (se efectúan un promedio de diez tratamientos por año).

Utilización de instalaciones existentes iniciales para escalar el proyecto: hemos probado la factibilidad de utilizar instalaciones de solución concentrada (denominada solución madre) para generar viscosidades elevadas y luego diluir el agua con el propio sistema de inyección. De esta manera se ahorra en energía eléctrica e instalaciones, ya que utilizamos la energía del sistema de recuperación secundaria, generamos una formulación de 3600 ppm aproximadamente para luego llegar a los inyectores con la formulación precisa que necesita cada pozo. Así estamos trabajando desde hace más de cuatro años.

KERUI PETROLEUM EQUIPMENT & SERVICES



Fabricante de Maquinaria para la industria del Petróleo
Equipos de torre, equipos de control de pozo, wellhead, compresor de gas natural, unidad de cementación, unidad de tubería flexible, generador de nitrógeno, etc.

Servicios Técnicos Integrados
Perforación y Reacondicionamiento
Desarrollo de yacimientos marginales

Contratistas de Proyectos EPC Oil y Gas
Tratamiento de gas natural y uso completo
Recolección y tratamiento de Oil y Gas



Address: Carlos Pellegrini 1363, piso 1 UF 2, Buenos Aires.
Contacts: gaosen@keruigroup.com Tel: 1126498922
marcelo@keruigroup.com Tel: 1126361606
Web: www.keruigroup.com/es

KERUI
KERUI PETROLEUM



ULTRALIVIANOS

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





Altos costos en polímeros: al principio, con 1500 ppm generábamos 20 cp con el polímero FLOPAAM 3630 S de SNF, este producto se utiliza en el 80% de este tipo de proyectos en el mundo. Solución: nuestro proveedor principal, SNF, que ha apoyado el proyecto desde el inicio, ha desarrollado en conjunto con nosotros un “polímero especial” para las permeabilidades y salinidades de los complejos superiores de la Cuenca del Golfo San Jorge, el producto es una solución con concentración idéntica que desarrolla la misma viscosidad pero con un 25% menos de consumo.

Actualmente existen otras líneas de trabajo que están en pleno proceso de desarrollo que, próximamente, podrían ayudar a disminuir aún más los costos. Estas investigaciones seguramente formarán parte de otra publicación.

Importancia de la continuidad en estos proyectos pilotos

En los Estados Unidos hay muy pocos antecedentes de proyectos similares, las bajas cíclicas del precio del petróleo han conspirado contra su continuidad en el tiempo. Actualmente esto se puede observar claramente en la baja abrupta de los equipos que estaban perforando para operaciones no convencionales en dicho país.

Debido a que no existían proyectos similares en América del Sur, a fin de acelerar el avance de nuestra curva de aprendizaje con la incorporación de la experiencia de proyectos prolongados, debimos efectuar intercambios de conocimientos con operadores en China donde existe historia y desarrollo de *expertise* en proyectos masificados (mayores de veinte años, yacimiento con 400 pozos inyectores, 60 tn/día de polímeros). En este país el costo es más bajo debido a la producción *in-situ* del químico y el bajo costo de la mano de obra.

Recientemente, efectuamos un intercambio con operadores de Canadá, donde ya tienen proyectos con tiempo

de explotación similar al nuestro (historia de diez años, con 500 pozos en inyección de polímero, con un consumo de 50 ton/d). En estos intercambios nos beneficiamos mutuamente, ya que cada uno comparte la experiencia recogida y todos reducimos tiempos e inversión improductiva.

Indudablemente es altamente beneficioso para la Cuenca del Golfo San Jorge y para la Argentina evitar la suspensión de este tipo de proyectos en tiempos de precios de venta bajos, dado que es necesario recorrer la curva de aprendizaje lógica y necesaria para llegar a la tan ansiada “masificación”.

Hemos trasladado la experiencia recogida a la industria local e internacional mediante la publicación de distintos trabajos técnicos y presentaciones en relación con este proyecto:

- 2012. *PCP con Sistema de Transmisión Lubricado* por Leoncio del Pozo. 1^{er} Premio a la Innovación Tecnológica-IAPG Comodoro Rivadavia. (patente: <http://www.google.com/patents/US20120034120>)
- 2013. *Hablemos de recuperación asistida*, conferencia de J. Buciak en: Congreso de Producción IAPG Rosario (premio especial); Universidad Nacional de Buenos Aires, SPE Buenos Aires; y Universidad Nacional San Juan Bosco.
- 2013. *Polymer Flooding Pilot Learning Curve*. Paper SPE 166255 por J. Buciak, G. Fondevila y L. del Pozo. Congreso Internacional (*Society of Petroleum Engineers*), Nueva Orleans.
- 2014. *Polymer Flooding Pilot Learning Curve*. Paper seleccionado en: *Journal of Petroleum Technology, EOR Operations, SPE. Reservoir Evaluation & Engineering Journal SPE*.

Con el objeto de profundizar la transferencia de la experiencia recogida en el nivel local, hace dos años la Compañía desarrolla, junto con la Universidad Nacional de la Patagonia, San Juan Bosco, un laboratorio de recuperación asistida donde se realizan análisis para la evaluación de polímeros y geles basados en la norma API RP 63. Además contamos con otro grupo de trabajo de similares características en la Universidad Nacional de Buenos Aires, donde hemos retomado los estudios.

Si bien recibimos anualmente visitas de los principales referentes internacionales en la materia, para monitorear el avance del proyecto, la Argentina cuenta con universidades y empresas de servicios/laboratorios, como Inlab S.A., con profesionales sumamente capacitados para trabajar en estos proyectos.

Importancia de este tipo de proyectos para la Cuenca del Golfo San Jorge y la Argentina

El alto grado de madurez de la explotación de petróleo en la cuenca, principalmente en la provincia del Chubut, configura un escenario donde la posibilidad de incrementar, o incluso sostener, la producción y las reservas a largo plazo con las modalidades de desarrollo y explotación corrientes se estrecha paulatinamente.

Es necesario consolidar una visión sustentable y, a nuestro juicio, una de las líneas debe estar focalizada en el “incremento de los factores de recuperación” de los



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

yacimientos explotados (en la actualidad, en promedio se encuentran entre el 20-25%). Pensemos que incrementar en un 1% este factor representa un volumen equivalente a más de dos años de la producción actual.

De las técnicas empleadas para tal fin, conocidas como EOR (*Enhanced Oil Recovery*), la inyección de polímeros en forma continua es la que presenta muy buenas posibilidades de éxito, sobre la base de los siguientes hechos:

1. Los reservorios son muy heterogéneos, por lo que las eficiencias de barrido areal y vertical son bajas.
2. La mayoría de los crudos son de alta viscosidad.
3. Como consecuencia de los dos puntos anteriores, los factores de recuperación son bajos, aun luego de una

recuperación secundaria prolongada.

4. Los polímeros contribuyen a reducir los efectos negativos de los factores mencionados, aumentando la eficiencia volumétrica de desplazamiento.
5. La adecuación de las instalaciones de recuperación secundaria para incorporar polímeros no es tan complicada y se puede hacer con compañías locales.

El proyecto piloto de polímeros, que ya lleva casi ocho años de explotación, alienta a continuar en esa línea y, a corto plazo, se prevé realizar un piloto de perforación horizontal en la misma zona para intentar incrementar aún más estos factores de recuperación.

La consolidación de estas técnicas requiere que los proyectos tengan continuidad de manera de no perder impulso en la adquisición del conocimiento.

Conclusiones

- Se demostró que la inyección de polímeros con el agua de inyección es una tecnología viable y sustentable para ser utilizada en la Cuenca del Golfo San Jorge; ya que incrementa la producción de petróleo, reduce el porcentaje de agua producida y aumenta los factores de recuperación. En condiciones de precios adecuados es posible pasar luego de un piloto a la masificación en estos tipos de reservorios.
- Unas de las principales claves del éxito de este proyecto implementado es que reunimos personas de mucha experiencia con profesionales jóvenes con ganas de romper paradigmas, acompañados por una dirección que supo soportar durante mucho tiempo que no se dieran los resultados inicialmente esperados. La estrategia primero fue la búsqueda del éxito técnico para luego encarar la optimización económica del proyecto.
- Estos proyectos requieren de tiempos prolongados de desarrollo de la curva de aprendizaje. Para llegar a la masificación es fundamental compartir experiencias de campo y, sobre todo, brindar continuidad en el tiempo.
- En la cuenca del Golfo San Jorge, los factores de recuperación pueden ser mejorados, a pesar de los más de cincuenta años de explotación. Trabajar en proyectos para lograr incrementar dichos factores es uno de los objetivos más importantes que tenemos los profesionales, las operadoras, las compañías de servicios, los sindicatos y la autoridad de aplicación. ■

FLEXIBILIDAD | RESPALDO | EXPERIENCIA |



www.edvsa.com

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

◀ NEUQUÉN
◀ COMODORO RIVADAVIA
◀ RÍO GALLEGOS

◀ SAN JUAN
◀ LAS HERAS
◀ RÍO GRANDE



EDVSA
Ingeniería y Construcción



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



“Los factores de recuperación incremental pueden superar el 25%”

Por **Lic. Guisela Masarik**

La experiencia internacional en el uso de químicos para la recuperación comentada por un experto internacional.

América del Norte es noticia en los últimos años por su creciente *expertise* en recursos no convencionales. Sin embargo, países como Canadá y China siguen apostando a la recuperación asistida EOR (*Enhanced Oil Recovery*), con la utilización de constantes adelantos tecnológicos para aumentar la producción de los campos maduros lo más posible.

Es el caso de este experto, Malcolm Pitts, de la consultora independiente Surtek, con base en las afueras de Denver (Colorado, Estados Unidos) cuya actividad “no es la venta de productos químicos sino de experiencia y conocimiento en los procesos de EOR a través de inyección de productos químicos”.

Desde 1978, Surtek ha analizado más de 300 yacimientos desde el punto de vista de la ingeniería, de la geología y del análisis de laboratorio.

Consultado sobre qué se tiene en cuenta a la hora de elaborar sus consejos acerca de un yacimiento, por ejemplo la Geología del área, Pitts explica que la evaluación no depende solo de la geología “sino principalmente de la química del petróleo y del agua”. Y agrega que por supuesto “los objetivos económicos y las situaciones hacen la diferencia”.

En el paso a paso de su actividad, explica: “Primero nos preguntamos: ¿es razonable el proyecto? Y luego, si efectivamente lo es, desde el punto de vista de la inyección de polímeros, analizamos la representación en laboratorio basándonos en los testigos corona de las formaciones y los fluidos del yacimiento, con el fin de diseñar el mejor sistema posible para producir el mayor volumen de petróleo y obtener la mayor recuperación y rentabilidad posibles”.

Añade que también se pueden realizar procesos de simulación numérica para traducir esa recuperación de laboratorio en un pronóstico de campo, y diseñar una estrategia sobre cómo desarrollar ese yacimiento, y qué pozos perforar, de qué tipo... y ese tipo de inquietudes. “Asesoramos también en el diseño de las instalaciones y sobre cómo mezclar los químicos fuera del campo”, explica Pitts.

¿Y cómo es que el auge del *shale* y del *tight* no detuvo la recuperación asistida o, al menos, no la relegó?

Con el *shale* se obtiene una producción inicial muy alta, pero no necesariamente una gran recuperación del reservorio; el retorno de la inversión puede ser más rápido, pero la recuperación de petróleo del reservorio es muy baja. En el caso del *shale*, se puede llegar entre el 5% y el 10% del total de la recuperación de petróleo, mientras que la inyección de agua con químicos puede superar ampliamente el 25%. Se utilizan principalmente polímeros, surfactantes y álcalis.

Además, explica el experto, los avances tecnológicos en estos años en materia de EOR han sido importantes, sobre todo en Canadá. “En los Estados Unidos no se han realizado tantas tareas de recuperación asistida por inyección de químicos; de hecho, prácticamente no lo están haciendo en la actualidad; hoy, la mayoría se está haciendo en Canadá”, puntualiza.

Y también en China, “probablemente el lugar donde hay un mayor uso de química en la actualidad; de hecho, hay muchos campos allí; el más grande es el campo Daqing (ciudad con el principal campo petrolero del país) y el segundo, Shengli (el segundo mayor yacimiento, con una producción daría de 650.000 barriles diarios)”. Recientemente, en un foro internacional, el responsable técnico de Daqing manifestó que en la actualidad alrededor de 300.000/350.000 de los 900.000 barriles por día que producen los asignan a la inyección de polímeros.

Propiedades del reservorio

¿Y qué propiedades buscan en los reservorios?

Buscamos las buenas propiedades del reservorio, es decir: alta permeabilidad, buena porosidad, y que exista mucho petróleo remanente.



Para ser breves, se busca un reservorio donde se presume que el fluido que se va a inyectar entrará en contacto con un buen porcentaje del reservorio. “Normalmente, esto se refiere a un reservorio de arenisca con buena capacidad para la inundación con agua o aquel donde la inundación con agua fue buena o exitosa”.

No son buenos candidatos, explica Pitts, los reservorios de carbonatos y los de arenisca que tienen fisuras. Los reservorios de *shale* tampoco son buenos candidatos para la inundación química, ya que su capacidad de dejar pasar el fluido a través de los mismos es muy mala.

A la hora de referirse a los factores de recuperación y a su comparación con los factores de una década atrás, el experto asegura que “los factores de recuperación con la inyección de químicos se incrementa un 10% y puede superar el 25%, dependiendo del reservorio y del proceso”. Y que ahora estos factores mejoraron.

“Una de las cosas que se pueden hacer con químicos es que se puede comenzar en cualquier momento de la vida productiva del reservorio”, se explaya el consultor. Es decir, que la recuperación total con inundación química no cambiará, independientemente de que se realice al comenzar la inundación con agua o al finalizarla. E hizo hincapié en ello, “ya que la recuperación total será la misma, independientemente del momento en que comienza la inundación química”. Sin embargo, aconsejó que “cuanto más pronto, será mucho mejor en términos económicos”.

Dónde hay más EOR hoy

Es interesante saber dónde se está realizando con profundidad la recuperación asistida en estos momentos.



Malcolm Pitts explica que como muestra, su empresa está trabajando principalmente en India, Indonesia, Colombia y Canadá.

Como dato sorprendente, incluye a países de Medio Oriente como algunos de los que “están comenzando a analizar la EOR química y otras formas de EOR también”, entre ellos “Omán, que está utilizando la inundación química para la recuperación mejorada de petróleo en el campo Marmul”. Y agrega “también Kuwait Oil Co. está analizando la recuperación mejorada en Kuwait; por su parte, Arabia Saudita también lo está estudiando”.

Y un tema clave: ¿qué sucede con el uso de los químicos utilizados en técnicas de EOR y el cuidado del medio ambiente?

Los polímeros *per se* no son realmente un problema para el medio ambiente –asegura rápidamente Pitts–. Los polímeros usados en EOR son en su mayoría poliacrilamidas que también se usan para limpiar el agua y potabilizarla para poder beberla; y es el principal absorbente en los pañales para bebés. También se utilizan productos como goma xántica que se emplean en la industria comestible; es el principal aglutinante en los condimentos de ensaladas, los helados y los yogures, por ejemplo. Luego tenemos los surfactantes o agentes tensioactivos, y la tendencia es a utilizar los que cuidan el medioambiente (*green surfactants*).



En todo caso, asegura el experto, cuando se desarrollan estos proyectos, el operador usualmente explica a las autoridades de regulación y a la población lo que se está haciendo, así como los químicos que utiliza.

Cabe preguntarse entonces: ¿por qué la recuperación mejorada de petróleo con químicos no se ha utilizado en forma masiva en los Estados Unidos?

Creo que existen diversas razones. Por ejemplo, en Canadá se llevan a cabo, actualmente, entre 15 y 20 procesos de inundación en progreso, mientras que en los Estados Unidos apenas tres o cuatro. Y es que a los efectos de que una compañía pueda realizar esto, necesita dos cosas fundamentales: personal técnico que comprenda el proceso para ponerlo en marcha; y también los fondos. Y en Estados Unidos los yacimientos de petróleo se redujeron a operaciones muy pequeñas. Puede que tengan o no el personal técnico, pero es probable que prefieran no invertir el dinero en una recuperación asistida. En cambio en Canadá las razones para sí usar la opción EOR suele ser la envergadura de las compañías. Aquellas con las que trabajamos son compañías bastante grandes, con un personal técnico muy bueno que comprende cómo hacerlo y además destinan fondos para hacerlo.

En China ocurre lo mismo, explica. “Debido a la imperiosa y creciente demanda energética, China se maneja hoy con empresas muy grandes con la capacidad de inversión y el personal técnico para poder solventarlo”. En China, además, se suma el incentivo de producir petróleo de manera más económica, asegura.

Y existe otro factor que los diferencia. “En los Estados Unidos y China, las mismas compañías controlan las grandes áreas de múltiples reservorios con la misma formación; por lo tanto, si funciona en una formación, simplemente lo trasladan a otros campos que controlan ellos mismos”. En cambio, “en Canadá podemos tener 20 yacimientos básicamente similares, pero sus operadores son 20 compañías diferentes que la mayoría de las veces no comparten la información”.

En la Argentina

¿Y qué se está haciendo en la Argentina al respecto?

En la Argentina los proyectos de los que tengo conocimiento se están llevando a cabo sobre todo en la provincia del Chubut y en La Pampa; además, hay una serie de proyectos en los que se están usando aplicaciones del tipo de polímeros reticulados.

Según Malcolm Pitts, “definitivamente la Argentina tiene un gran potencial para realizar inundaciones químicas y producir bastante petróleo con la recuperación mejorada de petróleo (EOR): sus reservorios tienen las mismas características que en aquellos lugares donde se han llevado a cabo una serie de estos proyectos con mucho éxito a nivel mundial”.

Por ahora, los principales obstáculos son los costos; y el hecho de que con la caída de los precios del barril, este tipo de proyectos tienden a ser interrumpidos.

Lo cierto, asegura el experto, es que dado que la Argentina tiene muchos campos maduros, la Recuperación Mejorada de Petróleo es un proceso que se debe profundizar. ■

Guisela Masarik es Editora de Petrotecnia.



© 2015 Weatherford. Todos los derechos reservados.

Resultados reales en Argentina demuestran reducciones del

70%

en producción diferida y

10%

en costos de intervención.

LOWIS™ Optimización de producción en tiempo real

Maximizando el potencial de cada pozo

El software LOWIS permite el monitoreo y gestión del yacimiento de forma remota a través de un completo sistema de supervisión y adquisición de datos en tiempo real. Esta herramienta proporciona alarmas inteligentes para problemas de producción y facilita el análisis y la formulación de planes de optimización detallados para cada sistema de extracción artificial.

Las funciones de este software reducen los costos de levantamiento, minimizan los riesgos financieros y mejoran el diseño y la implementación de modelos más eficientes.

Contacte a su representante Weatherford para conocer más sobre las capacidades y aplicaciones de esta herramienta integral de optimización.



Weatherford®

Los laboratorios locales como termómetro de mercado de EOR

Por *Lic. Marcelo Crotti* y
Lic. Miguel Adrián Tichno (Inlab S.A.)

Para profundizar en los alcances de la recuperación asistida en la Argentina, se analiza aquí el tipo de servicios especializados en el área de EOR que se requieren en los laboratorios locales, y sus posibles respuestas tanto en el desarrollo tecnológico como en la tarea de capacitación profesional. Se trata de Inlab, con casi cuarenta años de servicios en el país.

En muchos yacimientos maduros argentinos se ha alcanzado un nivel de inyección de agua que “obliga” a los distintos actores a diversificar las alternativas de optimización con el fin de sostener la economía de desarrollo.

Cuando existen eventuales demoras en la implementación de proyectos de EOR, es posible coleccionar mucha información previa que más adelante sirve tanto para trazar una adecuada línea “base” contra la que se puede predecir y comparar el impacto de los proyectos de EOR, como para entender las particularidades de los distintos escenarios, y diseñar mejor las estrategias puntuales para cada reservorio.

Al punto que algunas pymes tecnológicas, que han tenido continuidad en el mercado de servicios locales, terminan siendo referentes para los proyectos que implementan las diferentes operadoras.

En el caso particular de Inlab, con ya casi cuatro décadas en el mercado regional de servicios y estudios de reservorio, la participación en muchos de estos proyectos no articulados entre sí ha permitido desarrollar herramientas no solo operativas, sino también conceptuales para ayudar a tomar decisiones en proyectos actuales y futuros.

El *expertise* alcanzado en diversas técnicas de optimización en la inyección de agua es difundido regularmente mediante diversos mecanismos, desde asesoramientos específicos hasta publicaciones en jornadas y congresos^{1,2,3} y workshops experimentales destinados a consolidar, mediante pruebas sencillas e imágenes visuales, los conceptos que dominan los fenómenos en el subsuelo. En estos workshops se emplean celdas transparentes y fluidos coloreados para visualizar, en medios heterogéneos, el impacto de las diversas variables que operan sobre la eficiencia de desplazamiento de fluidos.

El termómetro del laboratorio local

Durante los últimos veinte años buena parte de las tareas de desarrollo e investigación en el mercado local fueron realizados por pymes; nuestros trabajos en ese sentido nos han ido posicionando entre referentes del país y de la región en temas relacionados con mediciones especiales de petrofísica, mecánica de fluidos y termodinámica de fluidos.

La creciente demanda de los clientes nos obligó a participar cada vez más en mediciones especiales de EOR y a colaborar en el desarrollo de estrategias especiales adaptadas a las características de nuestro medio, mecánica que perdura hasta el presente, que incluye desde estudios rutinarios hasta el diseño de experimentos *ad-hoc* o incluso la adaptación de desarrollos realizados en otros escenarios.

Esto convierte a un laboratorio de petrofísica, mecánica de fluidos y termodinámica de fluidos, como el que aquí se describe, en una especie de “termómetro” del movimiento que se genera o generará en el campo del EOR.

Es interesante mencionar que varios de los contratos establecidos con empresas locales para estudiar estos fenómenos presentan un formato más cercano al de un laboratorio de investigación que al de un laboratorio de servicios, en lo referente a los objetivos y en la forma de abordar el problema. Ello hace que sea común cambiar de metodología durante el desarrollo de un estudio, o que se agreguen mediciones que, en acuerdo con los profesionales que nos contratan, se estima que podrían dar ideas o pautas sobre

el comportamiento, a escala de reservorio, de los métodos en estudio.

Esta metodología, que aún estamos explorando y buscando mejorar desde su aspecto comercial, la ampliamos con el trabajo con investigadores y centros universitarios, utilizando la ventaja relativa de nuestro tamaño y de que gran parte de nuestro personal proviene del ámbito científico, con el que sigue en permanente contacto.

De esta forma, si asumimos la premisa de que todos los proyectos de EOR hacen sus primeras armas en el laboratorio, la tendencia de cara al futuro resulta clara.

Dudas e incertezas habituales

En este breve desarrollo se resumen los estudios de laboratorio-gabinete que, conforme con nuestra experiencia, son necesarios para encarar con mayores probabilidades de éxito proyectos de EOR en nuestro medio.

Esta experiencia no proviene de recomendaciones disponibles en la bibliografía general, sino de la aplicación práctica con nuestros clientes. Como tal incluye, en alguna medida, las características propias de nuestro medio, tanto en el nivel de las decisiones empresarias como en el nivel de la posible logística y el condicionamiento que imponen nuestros escenarios productivos, con su complejidad geológica y de fluidos.

Si bien se nos consulta por estudios de EOR de todo tipo, incluso inyecciones de CO₂, de vapor, nano-partículas, modificadores de permeabilidad relativa, geles y polímeros. Estos últimos, o sea los métodos de EOR químicos, son los que más relevancia han tenido en los últimos años.



Quienes nos consultan, en su mayoría ingenieros de reservorio, lo hacen con mayor intensidad en las primeras etapas de estudio con la intención de focalizar mejor las técnicas a aplicar.

En general, las consultas iniciales se pueden agrupar en los siguientes casos:

- **Conocimiento del producto.** En esta etapa nuestros clientes recién toman contacto con un producto o una técnica y requieren chequear las propiedades que los consultores o los vendedores asignan al producto en cuestión. En general, también se espera entender cómo se aplica a su caso particular y las limitaciones que presenta.
- **Posibilidad de aplicación.** En esta etapa se desea ver si un determinado producto se puede aplicar en cada reservorio particular, evaluando las condiciones de fluidos y roca para determinar si son compatibles con un uso correcto del producto.
- **Acotar cantidades y costos.** Cuando la compañía operadora ha avanzado en un piloto con la idea de la aplicación de un determinado producto, requiere acotar las cantidades de químicos que deberán aplicar o comparar un producto con otros que existan en el mercado.
- **Casos especiales.** En algunos casos, los clientes solicitan mediciones especiales, relacionadas a trabajos publicados en revistas técnicas, o piden que repliquemos alguna medición hecha en un centro de investigación extranjero.
- **Control del piloto.** Una vez que comienza la etapa piloto, después de una primera etapa donde se ajustan los

métodos de control, se nos suele contactar para chequeos periódicos o para resolver problemas operativos relacionados con la calidad del agua o la degradación de los productos durante la operación.

Es importante destacar que en la mayoría de estos casos, los estudios de laboratorio no solo sirven para caracterizar los productos y las particularidades de cada escenario sino que, durante el proceso de estudio, el equipo de trabajo de



Visualización del frente de avance durante la inyección de ASP en una celda saturada inicialmente con petróleo.

AXION energy

ALTA CALIDAD EN COMBUSTIBLES.

AXION PREMIUM

- 98 octanos para asegurar obtener la máxima potencia del motor del auto.
- Componentes de última generación que limpian y mantienen limpias las partes vitales del motor.

AXION SUPER

- Formulada a la altura de las mejores naftas Premium del mercado, con componentes de última generación que limpian y mantienen limpias las partes vitales del motor.
- Libre de aditivos metálicos.

DEJÁ QUE TU MOTOR SIENTA LA CALIDAD DE NUESTRAS NAFTAS. CARGÁ AXION.

Encontrá esta calidad de combustibles en nuestras estaciones



Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos
- Introducción del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



© AS

Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN - Oeste
Q8302SJR - Neuquén - Argentina
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885
Fax: (+54) 0299 - 4413832
www.lockwood.com.ar
informes@lockwood.com.ar



LOCKWOOD

La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS



la empresa contratante aprenderá las limitaciones y las potencialidades de la técnica en sí misma.

Según nuestra experiencia, en la caracterización de productos específicos se deben tener en cuenta los siguientes pasos generales:

- *Determinación de las propiedades básicas del producto.* Esta tarea implica responder a las preguntas: cómo se forma el producto y qué cuidados hay que tener en su formulación. Por ejemplo, en el caso de un polímero, si este debe formularse en atmósfera inerte, cuáles son los períodos de hidratación que debe tener, cómo se debe mezclar, cuáles son los factores de filtración correctos, tipo de aguas con las que trabajar, etcétera. En este paso, es importante establecer una serie de protocolos para que los distintos actores que trabajarán en estos casos tengan la misma base técnica de trabajo y el mismo lenguaje. Esto obedece a que la experiencia previa no siempre es extrapolable al trabajo de EOR y una propiedad tan simple como la viscosidad, en el caso de un polímero, se convierte en un parámetro tan fuertemente dependiente de esfuerzos de corte, salinidad y forma de preparación que si no se establece ese “lenguaje común” pueden ocurrir grandes equívocos de interpretación y de toma de decisiones.
- *Condiciones de estabilidad del producto.* Estas condiciones se refieren a la temperatura a la que estará sometido el producto, los esfuerzos de corte durante el empuje, el tipo de agua o roca con las que se encontrará y cómo influyen en su estabilidad. En general, son mediciones



AvantGuard®

Redefiniendo la Anticorrosión

Al usar la tecnología AvantGuard®, nuestros recubrimientos de zinc activado han probado reducir la corrosión, mejorar el rendimiento y proveer una fuerza mecánica mejorada, ayudando a mantener sus activos por más tiempo reduciendo los mantenimientos.

Redefina sus expectativas de recubrimientos anticorrosivos.

HEMPEL ARGENTINA SRL
 T: +54 (230) 468 7200
 M: hempelar@hempel.com
 www.america-latina.hempel.com





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.





Estudio de inyección de polímero en celdas visuales. Al final del ensayo se desarma la celda y se miden las saturaciones de petróleo en cada uno de los sectores en que se dividió la misma.

comparativas a vaso abierto, aunque en algunos casos se diseñan experiencias especiales para medir, por ejemplo, la estabilidad del producto en condiciones de flujo, a temperatura y empleando tiempos propios de la escala de reservorio. Estos estudios se realizan en tubos extensos de hasta 50 m de largo (enrollados para mantenerlos en un baño termostatzado) con tomas intermedias de control. En estos casos se mide la presión intermedia y se



Visualización de trazadores en un medio poroso heterogéneo.

obtienen muestras a lo largo del recorrido para verificar la variación o no de las propiedades del producto.

- *Principio de trabajo del producto.* En general, hay que emplear algo de tiempo y recursos para lograr claridad sobre cuál es el principio de funcionamiento del producto que se quiere aplicar en el proyecto EOR, y así definir mejor sus limitaciones y rangos de aplicabilidad en el reservorio para el que se está previendo su utilización. De acuerdo con el tipo de producto y lo que se espera de él, se diseñan mediciones especiales que prueben las propiedades y los principios de funcionamiento que se detallan en los folletos y las publicaciones provistos con el propio producto. Muchas veces se hacen pruebas de simulación física en celdas areales, que se diseñan con una geometría que sirva para evaluar el principio de trabajo del producto. Estos barridos especiales se filman y no solo permiten entender mejor el principio de funcionamiento del producto en estudio, sino que



Productos y servicios para la Industria del Petróleo y Gas

- › Tamices Moleculares para secado de gas, bioetanol y refinería. Siliporite®
- › Alúmina activada para remoción de mercurio
- › Odorantes para gas. Vigileak®, Spotleak®
- › Neutralizante de Odorante O-Scent®
- › Agentes sulfidantes y servicio de sulfurización de catalizadores HDS (Pro-Amb® service)
- › Aditivos para asfaltos. Cecabase®
- › Hot oils. Jarytherm®
- › Plásticos y recubrimientos especiales para la industria del petróleo y el gas. Pekk, Kynar® PVDF. Poliamida 11 Rilsan®
- › PE 80 y PE 100 para tuberías de gas
- › Químicos para tratamiento de fluidos producidos (petróleo, gas y aguas)
 - Desemulsionantes
 - Floculantes
 - Dispersantes
 - Clarificadores de agua
 - Espumantes y Control de Espumas
 - Depresores de Pour Point
 - Inhibidores de parafinas y asfaltos
 - Reductores de fricción
 - Inhibidores de corrosión
 - Bactericidas
 - Inhibidores de incrustaciones
 - Desincrustantes
 - Inhibidores de hidratos
 - Secuestrantes de H₂S y O₂



CECA
ARKEMA GROUP

ARKEMA
INNOVATIVE CHEMISTRY

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

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





Celda triaxial desarrollada localmente para ensayos con polímeros. Permite aumentar la longitud de la muestra de roca y el tiempo de residencia de los fluidos.

pueden servir adicionalmente para que el especialista de la empresa operadora describa mejor la técnica del proyecto, ante sus pares o sus superiores, durante la evaluación de proyectos alternativos.

- *Estudios complementarios sobre Rocas.* Siempre es importante realizar estudios de caracterización y daño de la roca reservorio para las condiciones de medición elegidas. A modo de ejemplo, se deben realizar mediciones donde la roca se satura con agua de la composición existente en el reservorio y se le inyecta el tipo de agua que se utilizará con el producto. Esto sirve para determinar si hay una alteración de permeabilidad en las condiciones de trabajo. Es típico realizar sobre la muestra de roca una medición de inyección de mercurio y posterior análisis de distribución de tamaño de gargantas porales, una determinación de DRX de roca total y fracción arcilla para conocer el tipo de arcillas que presenta la muestra y una microfotografía SEM de referencia que en caso que se dañe la roca permitirá comparar la misma con una microfotografía SEM posterior.
- *Selección de producto.* En muchas ocasiones el cliente necesita elegir entre distintos proveedores del producto que inyectará. En estos casos es conveniente utilizar rocas reservorio y realizar barridos comparativos, en celdas triaxiales, en condiciones de presión y de temperatura de trabajo entre los distintos productos. En estos casos se determinan la variación de viscosidad en el extremo de producción, la cantidad de polímero retenido en la roca y la variación de permeabilidad de la roca. En algunos casos se puede ajustar aún más la comparación realizando un barrido donde se comparan las recuperaciones de petróleo obtenidas con los distintos productos.
- *Barridos con producto en roca reservorio.* Entre los barridos con roca reservorio que se realizan para optimizar y acotar el costo del proyecto, se incluyen los que determinan el consumo de producto por volumen de roca y también los que determinan si se produce daño en la roca con el producto en condiciones de reservorio. Finalmente, se deben realizar mediciones que permitan estimar en laboratorio la recuperación de petróleo con la metodología que se va a utilizar en el reservorio. Estas últimas mediciones se hacen con celdas triaxiales que permiten colocar varios plugs de roca y medir presiones en puntos intermedios de la celda. Estas mediciones se destinan básicamente a estudios comparativos, en las etapas finales de la evaluación, ya que el escalamiento desde el laboratorio hasta el reservorio no

es sencillo. Los barridos pueden ser sencillos o se pueden hacer en condiciones de reservorio con petróleo vivo, donde se puede simular en laboratorio todo el proceso desde una primaria, pasando por una secundaria y llegando a la etapa de EOR. Este tipo de estudio permite comparar, por ejemplo, el impacto de la inyección de polímeros luego de una etapa extensa de secundaria frente a la inyección de polímeros desde el inicio de la propia inyección de agua.

El “ida y vuelta” de datos e interpretaciones, durante estas mediciones, permite optimizar la estrategia que se aplicará en cada reservorio y, en general, en las etapas finales de los estudios de laboratorio se diseñan mediciones específicas para dicha estrategia.

Conclusiones

En los últimos años, en nuestro medio se están implementando más pilotos de EOR y comienzan a masificarse algunos de ellos. Al mismo tiempo, se traen al país nuevos métodos de EOR, en concordancia con la creciente oferta en nivel mundial.

De esta forma, el conocimiento aumenta, se establecen protocolos y se consolidan nuevas metodologías de estudio. Esta actividad conforma un conocimiento local cuyo objetivo es identificar y sistematizar las técnicas adecuadas para los reservorios argentinos.

En esta etapa, los laboratorios y centros de estudio locales somos una pieza importante, tanto para hacer estudios de diferentes complejidades, como para ayudar a difundir las mejores prácticas y los modelos conceptuales destinados a optimizar los costos y a disminuir los riesgos operativos.

En este campo aún hay muchas oportunidades para desarrollar y mejorar el conocimiento, que redundarán en un mejor empleo de estas técnicas en el futuro.

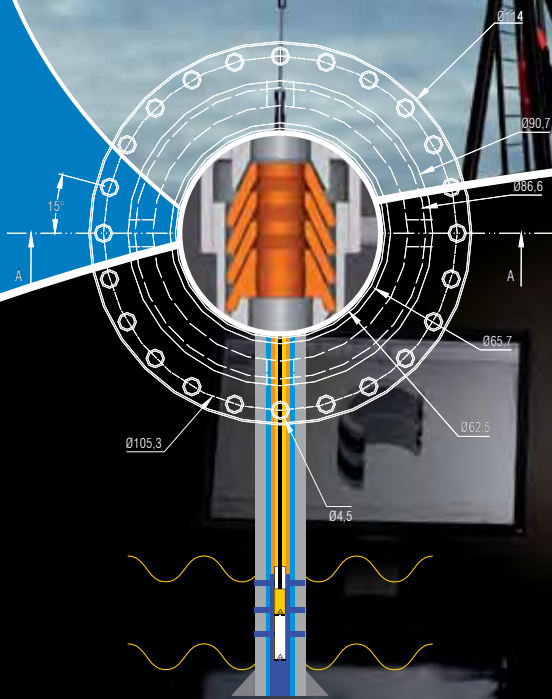
Además, creemos que hay una mayor oportunidad de incrementar el conocimiento y sistematizar técnicas, si logramos una apertura mayor de los datos y las técnicas entre los distintos actores que intervienen en el mercado del EOR. ■

Bibliografía

1. Crotti. M. A., J. Bardelli, D. Masiero y G. Fondevila, 2010. “Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas”, Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Salta, Argentina.
2. Crotti. M. A., W. D. Daparo, G. Fondevila, N. Galacho, D. Masiero y J. Bardelli. “Interpretación y uso de los ensayos con trazadores” (700Kb), Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Mayo 2010, Salta, Argentina.
3. Crotti M. A. y N. Galacho. “Conveniencia de altos y bajos caudales en la optimización de secundarias”, 5° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos (IAPG), Mayo de 2013, Rosario, Argentina.

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

Una previsión de la International Energy Agency (IEA) con proyección a veinticinco años sobre el desarrollo tecnológico del área.

El futuro de las tecnologías de EOR

Por **Lic. Eugenia Stratta**

Frente al imperativo de asegurar el abastecimiento presente y futuro de hidrocarburos, las miradas se dirigen habitualmente a los recursos no convencionales, aunque no se deja de prestar atención a los yacimientos maduros que todavía tienen algo que aportar. Tienen la palabra las tecnologías de recuperación terciaria conocidas como *Enhanced Oil Recovery* (EOR), destinadas a incentivar la extracción de reservas remanentes en yacimientos que ya están en explotación.

En la última edición de *World Energy Outlook* (WEO), publicada en noviembre de 2014 por la *International Energy Agency* (IEA), se analiza la incidencia de la aplicación de tecnologías EOR sobre la producción mundial de petróleo crudo y se establecen proyecciones a veinticinco años, teniendo en cuenta las reservas remanentes existentes y los proyectos de recuperación terciaria que se están implementando en todo el mundo. Según esta publicación, esas tecnologías aportaron el 1,9% de petróleo crudo producido en el año 2013. Ese porcentaje se calcula en un 2% para 2020, en un 4,4% para 2030 y en un 7% para 2040.

Si se establece una comparación con las estimaciones de producción de *tight oil* se verá que estos hidrocarburos de fuentes no convencionales duplican actualmente el aporte del EOR, alcanzando un 3,9% del total de la producción mundial, situación que continuará hasta 2030 cuando llegará al 8%. Sin embargo, se estima que el crecimiento del *tight oil* comenzará a declinar llegando a un 6,5% en 2040, mientras la aplicación de los métodos de recuperación terciaria continuará incrementándose y será del 7% para ese mismo año.

La edición 2014 de WEO se referencia en la edición 2013 de la misma publicación, que incluye un capítulo especial destinado a EOR con proyecciones a 2035, y en la publicación *Resources to Reserves*, publicada por IEA en 2013. Las tecnologías de EOR contempladas en estas publicaciones incluyen la inyección de CO₂, la opción más difundida, la inyección de otros gases miscibles y no miscibles, la inyección química (polímeros y surfactantes) y los métodos térmicos (inyección de vapor, combustión *in situ* y otros). Excluye otros métodos de recuperación aplicados a *tight oil*, *shale oil*, arenas bituminosas de Canadá, petróleos extra pesados de la Faja del Orinoco en Venezuela y otros yacimientos no convencionales.

EOR y reservas remanentes

La historia de las técnicas de recuperación terciaria se remonta a la década de los setenta cuando comenzaron a aplicarse, aún con limitaciones impuestas por su alto costo en períodos de bajos precios del crudo. Desde entonces se

desarrollaron grandes proyectos para la aplicación de EOR en Estados Unidos, Canadá, China, Indonesia, Malasia y Venezuela entre otros países. También se destaca que se están realizando estudios con proyecciones muy alentadoras en México, en Argentina, en los yacimientos siberianos de Rusia y muy especialmente en Omán, Kuwait, Irán y otros países de Medio Oriente.

La técnica más aplicada desde esa época y la de menor costo es la inyección de CO₂. Según IEA la inyección de CO₂ ofrece un potencial de recuperación de las reservas remanentes en yacimientos convencionales que oscila entre un 10% y un 15% que se concentra especialmente en Medio Oriente. Se estima que el incremento significativo de la aplicación de técnicas EOR previsto para 2040, se deberá a su implementación intensiva en países pertenecientes a la OPEP.

La WEO 2014 hace referencia a los posibles aportes de las tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono, conocidas por su nombre en inglés como CCS (*Carbon Capture and Storage*). El objetivo de esta técnica es eliminar CO₂ de la atmósfera para reducir el efecto invernadero y almacenarlo en formaciones geológicas o en espacios submarinos remotos. La CCS resultaría especialmente útil en países que necesitan reducir su cuota de carbono y el CO₂ almacenado podría tener aplicaciones industriales, entre ellas la inyección en yacimientos de hidrocarburos.

Como ejemplo de aplicación de CCS podemos citar el proyecto piloto que se desarrolla en Saskatchewan, Canadá, destinado a proveer de CO₂ a explotaciones petroleras cercanas. Una planta similar, ubicada en el estado de Mississippi, entrará en servicio en el transcurso de este año. En un estudio publicado por EIA-DOE, se considera que para 2020, el 47% del CO₂ requerido para la inyección en yacimientos de Estados Unidos provendrá de la tecnología CCS.



Producción mundial de petróleo (MMm³ / año)

	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Convencional	3783,9	4706,6	4793,7	4863,3	4880,7	4886,5	4909,8
Petróleo crudo	3458,9	3981,2	3946,4	3969,6	3934,8	3888,3	3853,5
Yacimientos existentes	3400,9	3905,8	3064,2	2495,5	2037,0	1688,8	1329,0
Yacimientos por desarrollar			766,1	1009,8	1085,3	1120,1	1236,1
Yacimientos por encontrar			29,0	319,2	597,8	800,9	951,8
EOR	58,0	81,2	92,9	139,3	208,9	278,6	336,6
Líquidos del gas natural	325,0	725,4	847,3	893,7	951,8	998,2	1056,2
No convencionales (*)	23,2	354,0	626,8	731,2	829,9	905,3	940,2
Total	3807,1	5066,5	5420,5	5594,6	5710,6	5791,9	5844,1

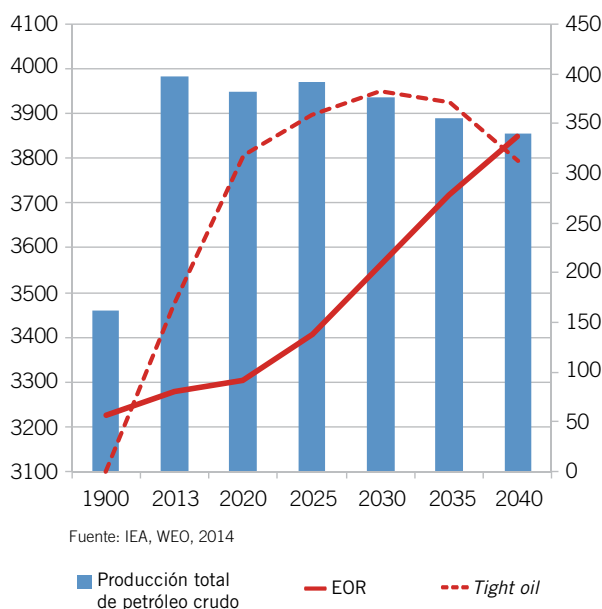
(*) Incluye *tight oil*, *shale oil*, extrapesados, *gas to liquids* y otras fuentes.

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.

Costos, precios e inversiones

Los estudios de IEA plantean que la vuelta hacia los yacimientos maduros por medio de la recuperación terciaria se debe a que su aplicación es más factible y económicamente aplicable que la explotación de yacimientos no convencionales, así como de los yacimientos ubicados en lugares remotos, como el Ártico o las profundidades de los océanos. Se trata de yacimientos en explotación, ubicados en regiones accesibles, con la infraestructura necesaria para su explotación que requieren menor inversión en perforaciones.

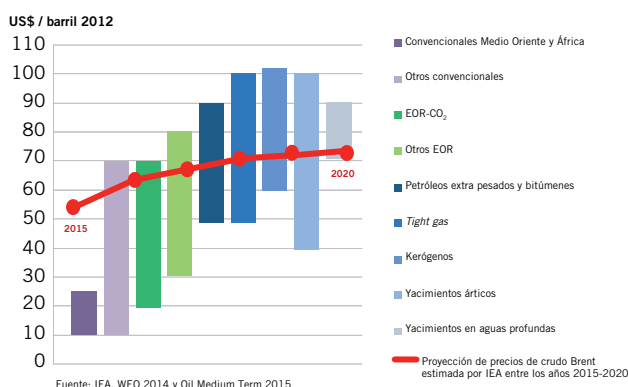
Los costos de EOR se estiman entre USD 20 y 80 por barril según la tecnología aplicada y los parámetros de cada yacimiento, los más reducidos son los correspondientes a inyección de CO₂. En los otros tipos de yacimientos no convencionales o de sitios remotos mencionados, los costos oscilarían entre USD 50 y 100 por barril. Es de destacar que la agencia estatal estadounidense *Energy Information Administration* (EIA-DOE) en su *Annual Energy Outlook 2014* coincide con la IEA en los costos estimados para las EOR.



Fuente: IEA, WEO, 2014

Producción de petróleo, EOR y Tight oil (MMm³/año).

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.



Fuente: IEA, WEO 2014 y Oil Medium Term 2015

Costos de producción de petróleo crudo. Proyección de precio del crudo.

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.

El análisis de costos y su comparación con los precios internacionales se realizó en períodos en que la cotización del petróleo crudo rondaba los USD 100 por barril. En el WEO 2014 se publicó una proyección tomando como referencia los precios del crudo Brent, que cotizaba a USD 106 por barril en 2013, en la que se plantea una cotización de USD 112 para 2020. En su reciente publicación *Oil Medium-Term Market Report 2015*, la IEA presenta dos estudios posteriores que plantean precios sensiblemente más bajos para 2020. En un análisis realizado en junio de 2014, cuando la cotización del Brent aún superaba los USD 100 se proyectó para 2020 un barril de USD 87. La última proyección que se publicó, realizada en febrero de 2015, cuando la cotización del crudo tomado como referencia rondaba los USD 55 por barril muestra previsiones poco optimistas: USD 62 para 2016, USD 70 para 2018 y USD 73 para 2020.

En el mencionado *Oil Medium-Term Market Report 2015*, en el que se revisan las cotizaciones futuras del crudo, se mantienen las previsiones de demanda mundial previstas en estudios anteriores. Es evidente que, de consolidarse las previsiones de precios, se deberán revisar las inversiones previstas y se deberán tomar nuevas decisiones respecto de los proyectos EOR en función de sus costos, aunque resulta claro que se deberá satisfacer de alguna manera la demanda. ■

Eugenia Stratta es Gerente de Biblioteca e Información Técnica del IAPG.



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar





El desafío del *downstream* del gas en la Argentina

Por el *Grupo de Trabajo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG*

En este informe se proyecta un escenario posible sobre cómo debería ampliarse a gran escala la infraestructura de transporte y distribución de gas la Argentina durante los próximos 20 años, ante el esperado desarrollo de los recursos de *shale gas* de la región; al menos cinco millones de hogares se sumarían a la red.

El abastecimiento de gas natural se asoma como una de las cuestiones estratégicas más trascendentes para el país.

La Argentina posee una de las reservas más importantes de *shale-gas* en el mundo con excelentes perspectivas de desarrollo. Vaca Muerta, señalada como la segunda reserva más grande del mundo, ha concitado una expectativa enorme. Los resultados obtenidos son realmente promisorios. La relación entre nación, provincias y empresas está enfocada en crear las condiciones para un desarrollo a gran escala.

Sin embargo, para que este gas llegue al usuario final se requieren importantes inversiones en toda la cadena del *downstream* asociadas a la transmisión, la distribución y su utilización. Este desarrollo es una condición *sine que non* para que el país capitalice esta ventaja competitiva.

Para determinar la evolución sectorial necesaria para viabilizar el desarrollo del país en los próximos veinte años se deben recrear escenarios de oferta y demanda en un entorno de crecimiento económico y mejora general de la calidad de vida en los hogares.

Se ha considerado el crecimiento poblacional proyectado por el Indec (Instituto Nacional de Estadística y Censos) del 1% anual, lo que implicaría pasar de una población de 42,2 millones en 2014 a 51,2 millones en 2035. Asimismo, se ha considerado una proyección de crecimiento del PBI que, partiendo del promedio de la proyección de distintas consultoras económicas para los primeros años, converge con el promedio geométrico de la tasas de crecimiento informada por el Indec para el período 1993-2013. Ello implica un crecimiento acumulado del PBI en 2035 de un 93% (3,2% anual promedio), y un crecimiento del PBI per cápita de aproximadamente un 60%.

La demanda de gas natural se distribuye en distintos segmentos, cada uno de ellos con un comportamiento característico diferente. Por ello se ha proyectado separadamente la demanda de los pequeños usuarios, los grandes consumidores industriales y las usinas de generación eléctrica y vehículos (GNC) (figura 1).

Desde el lado de la oferta, se han considerado dos escenarios:

Un escenario denominado Convergencia al Abastecimiento Óptimo, que considera un incremento paulatino de la producción local hasta lograr el equilibrio económico entre las alternativas de abastecimiento, considerando los niveles de precios verificados entre 2010 y mediados de 2014¹. En este escenario, el uso de combustibles líquidos y Gas Natural Licuado (GNL) se limita a los picos invernales, y representa menos del 4% de la demanda (figuras 3 y 5).

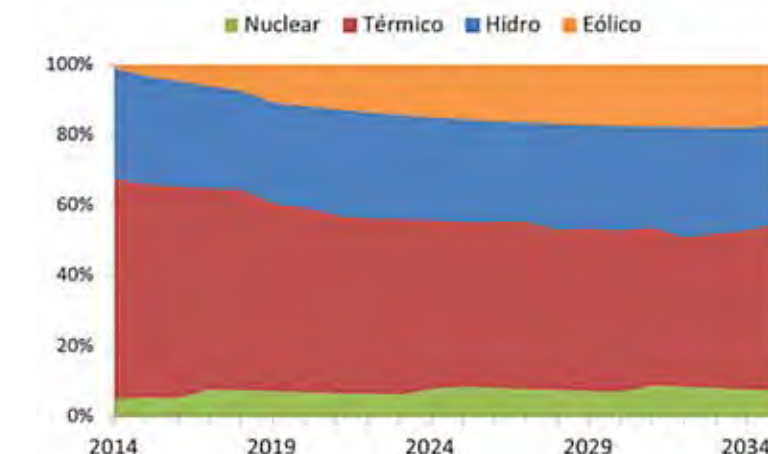


Figura 2. Generación eléctrica por fuente. Promedio de series climáticas.

Un escenario denominado Abastecimiento de Mínima, que supone un ritmo de desarrollo menor pero suficiente para abastecer la base de la demanda (nivel estival) y mantener sustancialmente el nivel de importaciones de gas y uso de combustibles (figura 6).

En el caso de la demanda de pequeños usuarios, residenciales y pymes (R y P), se ha considerado su variación en función de la temperatura y la evolución esperada del número de usuarios. Para los residenciales (R) se identificó el incremento posible de penetración del servicio en función de las estimaciones de las distribuidoras y el plan de gasificación del noreste argentino a partir de la construcción del GNEA². En el caso de los comercios y las pymes (P), se correlacionó su evolución con el PBI. De esta forma, la cantidad de pequeños usuarios se incrementará en 5,1 millones para alcanzar los 13,2 millones de usuarios.

En el caso de uso de gas para la generación eléctrica, se partió de la correlación de la demanda eléctrica con la evolución de PBI de las dos décadas previas y se proyectó su evolución en función de la hipótesis de crecimiento de PBI adoptada. De esa evolución tendencial se ha deducido las reducciones por URE, estimadas en un 12% de la proyección tendencial.

Se ha considerado una evolución del parque generador de electricidad que consiste con las políticas públicas de diversificación y de promoción de energías renovables. Se ha considerado el ingreso de la central Atucha II y la construcción de dos nuevas centrales nucleares, así como el ingreso de 9,6 GW de potencia de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que conduce en términos generales al mantenimiento de la participación de dichas fuentes. También se ha considerado la construcción de un importante parque de energías renovables, con la energía eólica como principal exponente, incrementando su participación del 1% al 17% en la energía generada en un escenario climático promedio³.

Aún bajo estos exigentes supuestos de diversificación y de eficiencia de uso, se requiere la incrementación del aporte de generación térmica a más del 60% en promedio, que si se abastece con gas en centrales de alta eficiencia, consumirían anualmente unos 11.000 Mm³ adicionales.

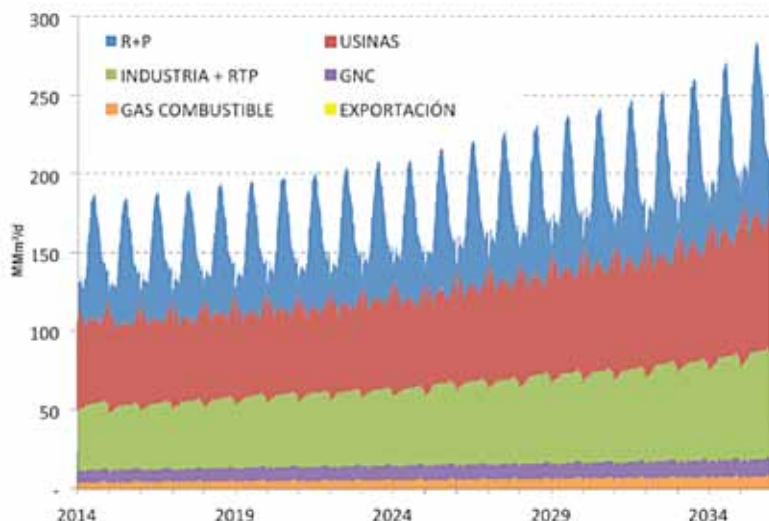


Figura 1. Demanda promedio semanal por segmento.

Criterio de abastecimiento óptimo

Por la marcada estacionalidad de la demanda de gas en el mercado



- Producción nacional + gasoductos existentes.
- Producción nacional + nuevo gasoducto.
- GNL importado en puertos existente.
- GNL importado en un nuevo puerto.
- Combustible gasoil.

Para determinar el equilibrio económico en el suministro de largo plazo no se han considerado los costos de infraestructura adicional para el gasoil, debido a que en los escenarios considerados su uso como sustituto del gas se mantiene o se reduce.

Para los valores de GNL y gasoil verificados entre 2010 y mediados de 2014, resulta conveniente desarrollar gas local y transporte para abastecer la demanda hasta reducir el uso de GNL a un promedio de 90 días, y asegurar un abastecimiento de GNL para que el consumo de gasoil no exceda los 30 días.

En el otro extremo, en un escenario de precios de crudo en torno a 60 USD/bbl y GNL en torno a 9 USD/MMBtu, el desarrollo de infraestructura y gas de producción local es competitivo en precio solo para

argentino, históricamente se ha verificado que en los picos de demanda, algunos actores interrumpen su consumo o conmutan a combustibles alternativos. Esto es económicamente razonable en la medida que el costo de desarrollo de la capacidad de producción de gas y la infraestructura para llevarlo al punto de consumo (inversiones de magnitud en activos sin usos alternativos) para

ser usado pocos días al año, resulta más oneroso que consumir combustibles alternativos de mayor costo variable pero con menores costos fijos.

Para determinar el desarrollo óptimo de la producción de gas y la infraestructura, se ha considerado la estructura de costos incrementales o marginales de las principales alternativas de suministro, a saber:

Una empresa del grupo
FLOW

NORPATAGONICA

Productos y Servicios para Oil & Gas

» Revestimiento de cañerías FIBERWARE «

Especialistas en secado de gasoductos s/norma NAG-124.
Provisión de servicios, productos químicos, revestimientos anticorrosivos e insumos para todas las industrias, en especial la del Oil & Gas.

Norpatagonica S.A. - Ruta 7 - Parque industrial Neuquén - Neuquén (8300) - Argentina - Tel: + 54 (299) 4413033 - 4413052
E-mail: info@norpatagonica.com / www.norpatagonica.com.ar



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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



Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina

tubhier@tubhier.com.ar

www.tubhier.com.ar

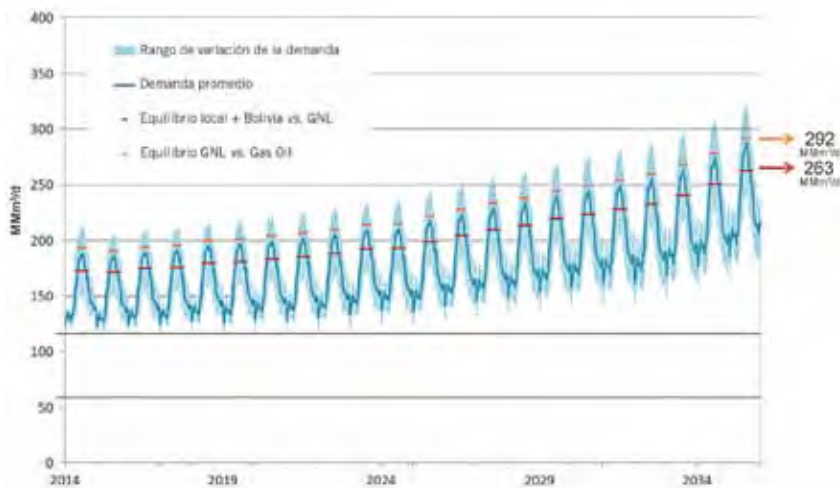


Figura 3. Niveles de abastecimiento óptimo (a precios 2010 - 1ºs 2014).

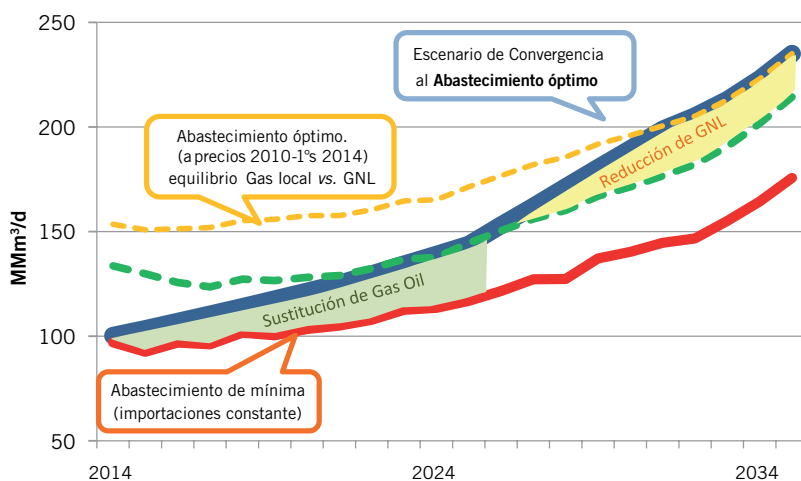


Figura 4. Evolución de producción nacional en los escenarios de abastecimiento.

la demanda de base (más de 250 días al año) y el uso óptimo de gasoil se extiende unos 45 días promedio.

Escenario de abastecimiento

Con la proyección de la demanda y los puntos de equilibrio determinados para el uso de cada combustible puede estimarse el nivel de suministro óptimo como objetivo de planeamiento. Para los precios del período 2010-2014, los niveles de abastecimiento se muestran en la figura 3.

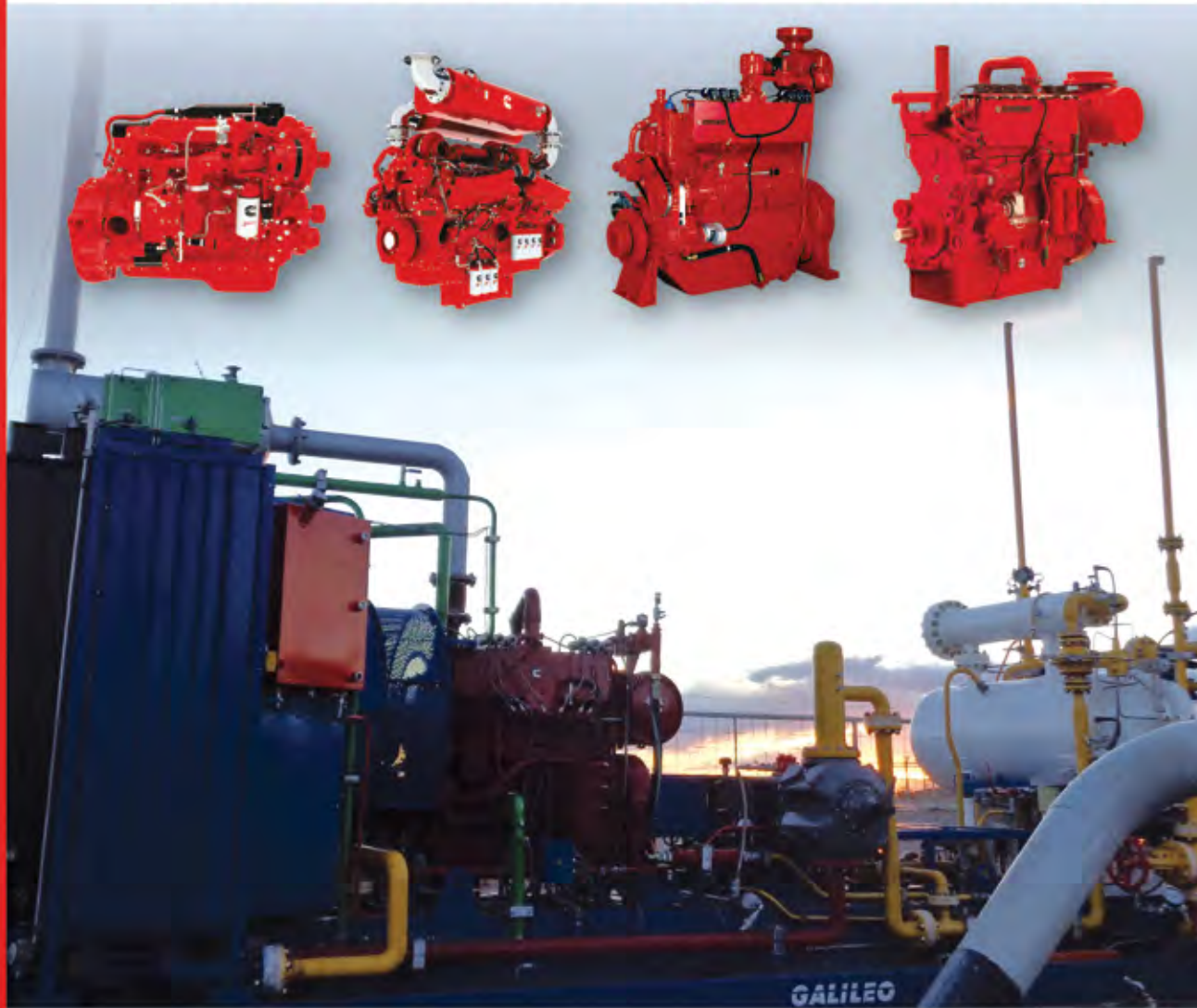
En esta figura se puede observar que el consumo óptimo de gasoil se verificaría cuando la demanda supera los valores promedio de invierno, y que el abastecimiento óptimo de gas de cuenca, al fin del período se ubicaría en torno a los 260 MMm³/día. Dentro de este último valor se incluye la importación desde Bolivia, pues el contrato actual, con cláusulas de *take or pay* se extiende hasta 2026, y se considera probable que se extienda el suministro por la magnitud de la infraestructura asociada en ambos países. El abastecimiento total de gas a consumidores, incluyendo GNL, alcanzaría valores en torno a 290 MMm³/día, más del doble de la capacidad de suministro efectivo actual que ronda los 140 MMm³/día.

Cabe destacar que, si la demanda mantuviera la evolución tendencial y no se logran los supuestos plantea-

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

Soluciones Integradas para Perforación y Producción



Ingeniería Aplicada para
Optimizar su Costo Operativo

Cummins Argentina • Bolivia • Paraguay • Uruguay

Buenos Aires
Tel: +54 (11) 4736 6400

Neuquén
Tel: +54 (0299) 4771719

consultas@cummins.com
www.cummins.com.ar





Austral y San Jorge de un volumen conjunto del orden de 35 MMm³/día hasta 50 MMm³/día, y de la cuenca Neuquina de menos de 60 MMm³/día a valores en torno a 180 MMm³/día, lo que representa un desafío formidable tanto en términos de desarrollo de *up-stream* como de infraestructura de transporte.

En los primeros años, mientras se desarrolla la capacidad de producción, el uso intensivo de la infraestructura existente permitiría incrementar el uso de GNL y reducir rápidamente el uso de combustibles alternativos de mayor valor y las restricciones al consumo. En adición a los buques gasificadores ubicados en Escobar y Bahía Blanca, es posible importar hasta 13 MMm³/día desde países limítrofes sin necesidad de encarar inversiones relevantes.

do de uso racional y eficiente y diversificación en la matriz de generación eléctrica, el suministro óptimo se eleva en unos 80 MMm³/día.

Partiendo de la oferta comercial de producción nacional verificada en 2014, algo menor a 100 MMm³/día, se plantean dos escenarios de evolución de oferta. En el escenario denominado de Convergencia al Óptimo, para la primera mitad del período de estudio, se considera esencialmente el desarrollo de aquellos prospectos de producción caracterizados por los operadores de las distintas áreas en todas las cuencas con una estimación razonable de su potencial. Para la segunda mitad, se considera la evolución a un ritmo similar, con un incremento de la oferta concentrado en la cuenca neuquina por su cercanía a los centros de consumo y por el desarrollo del abundante recurso no convencional, con mantenimiento de los niveles de producción de las cuencas Austral y San Jorge.

De esta forma, se ve que en el escenario de Convergencia al Abastecimiento Óptimo la oferta comercial de producción nacional incorpora 135 MMm³/día, de los cuales dos tercios responden al crecimiento de mercado y un tercio a la reducción del uso de combustibles alternativos y de restricciones al consumo, en la primer etapa, y luego a la reducción de importación de GNL.

En el escenario de Abastecimiento de Mínima, el incremento de oferta nacional incorpora algo menos de 80 MMm³/día.

El uso promedio de cada fuente y la evolución del volumen de gas no suministrado (combustibles alternativos) se muestran en las figuras 2 y 3.

En el escenario de Convergencia al Abastecimiento Óptimo se observa la evolución de la oferta de las cuencas

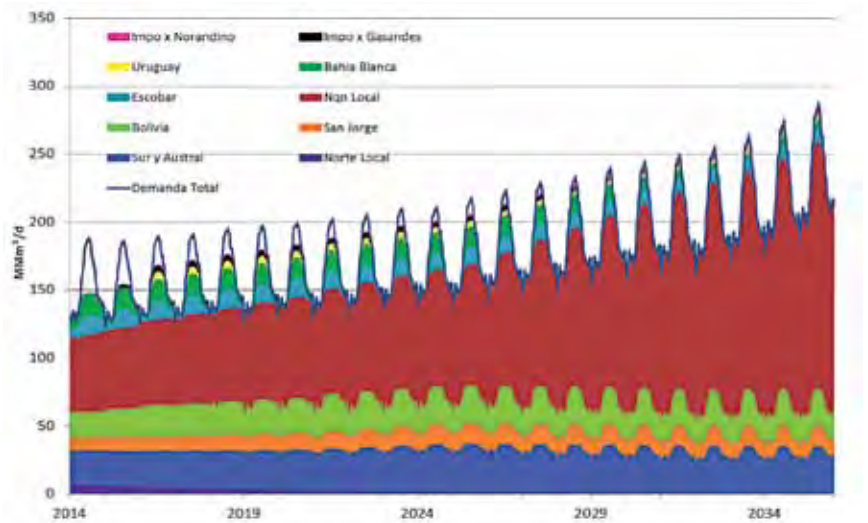


Figura 5. Abastecimiento-Escenario de Convergencia al Óptimo.

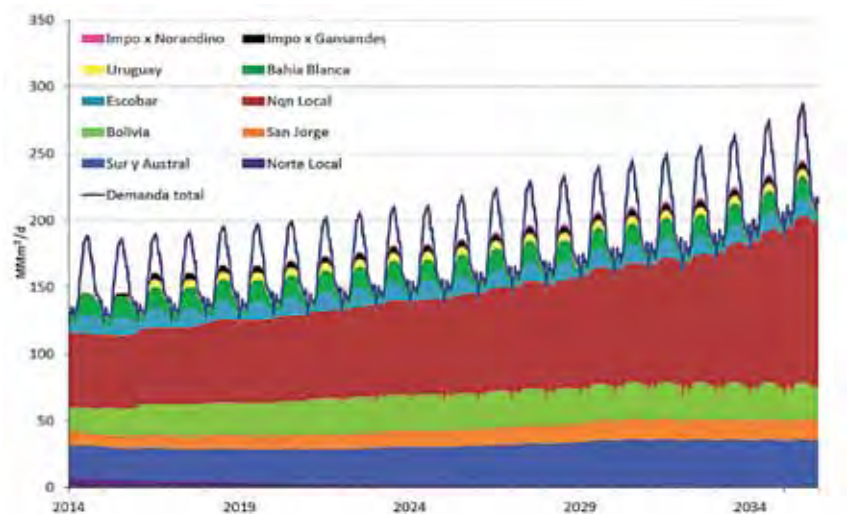


Figura 6. Abastecimiento-Escenario de Mínima.



ZOXI

REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Z-FBE ZAP-10	Revestimiento Epoxi de alta temperatura
ZPE-80 Z-PP Zi-Liner	Liner y encamisado de Polietileno y Polipropileno
Z-FVP Z-FVC	Recubrimientos reforzados con Fibra de Vidrio
Z-TK	Recubrimientos protectores de tanques y recipientes
ZK-32	Centralizadores inyectados en varillas y tubings
Zi-Sella	Masilla para sellado de acoples de unión
Z-SIC	Señalización Industrial e Imagen Corporativa

NEUQUEN || Tel: (0299) 445 7000
COMODORO RIVADAVIA || Tel: (0297) 406 0004
MENDOZA || Tel: (0299) 154 617 062



Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002

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

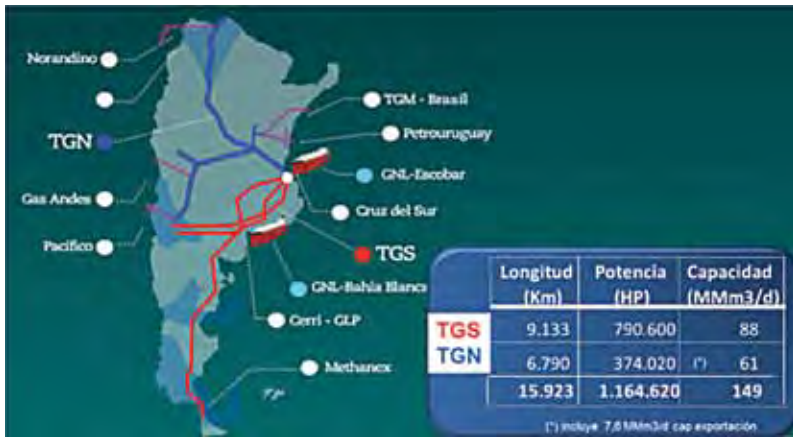


Figura 7. Sistemas troncales de transporte de gas.

En el escenario de Abastecimiento de Mínima, el desarrollo de los prospectos previstos inicialmente se efectúa a un ritmo menor, y la oferta final de cuenca Neuquina se estima en torno a 135 MMm³/día (figura 6).

En este escenario, el volumen de la demanda abastecido por las importaciones y los combustibles alternativos se mantiene durante todo el período. En este escenario, considerando las mismas alternativas de importación que en el de Convergencia al Abastecimiento Óptimo, el uso de combustibles líquidos y/o restricciones (área en blanco bajo la curva de demanda) excede el nivel de equilibrio, lo que indicaría la necesidad de evaluar la ampliación de la capacidad de importación de GNL.

Sistema de transporte

Los Sistemas troncales de transporte operados por transportadora de gas del norte y transportadora de gas del sur, cuentan con un total de 15.923 km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada (figura 7).

Factor de carga del sistema de transporte

En la figura 8 se muestra el caudal diario promedio por mes inyectado a los sistemas de transporte. Se incluyen inyecciones de gas local e inyecciones de gas importado (gas de Bolivia y GNL en Bahía Blanca y en Escobar). La capacidad total de transporte si consideramos la actual más las obras de expansión en curso es de 155,8 MMm³/d. El Sistema de transporte cuenta con una capacidad ociosa de 57 MMm³/d para la inyección de gas local, parte de esta capacidad se ocupa con el gas importado desde Bolivia ya contratado, al que se le resta una capacidad libre neta de 39,5 MMm³/d.

La capacidad remanente en el tramo NQN-BB/SJ (Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-San Jerónimo) es de 30 MMm³/d. La capacidad del Gasoducto Norte se completa con el gas importado desde Bolivia. La capacidad de los Tramos finales (Bahía Blanca-GBA) se completa con el GNL importado.

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**.

PROYECTOS LLAVE EN MANO - EPC
 Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica

TURBOMAQUINAS
 Overhaul de Turbinas de Gas y Vapor
 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

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

Reduzca su OpEx, incrementando la eficiencia de su campo petrolero.



Presentamos nuestras soluciones en levantamiento artificial, para maximizar la eficiencia y la productividad de las bombas y evitar salidas de servicio y los costos asociados.

Garantice la disponibilidad de la energía en cualquier momento y lugar

Un ambiente frío con temperaturas muy bajas presenta un desafío muy grande, por lo tanto el suministro de energía eléctrica representa una porción significativa de los gastos operativos de las compañías de Oil & Gas.

Obtenga más que sólo producción de petróleo

Nuestra experiencia en gestión de la energía lo ayuda a lograr un pozo petrolero más eficiente, extendiendo la vida útil de la maquinaria, anticipando eventos y optimizando el proceso productivo.

Gestione en forma remota sus campos petroleros

La distancia entre los pozos, el número de bombas y puntos de control, determinan la complejidad de los sistemas de monitoreo. Nuestra solución SCADA (Vijeo Citect) recoge datos suministrados por unidades de terminal remoto (RTU) en el campo, permitiendo el monitoreo y control de los pozos, la red de distribución eléctrica y diferentes partes del proceso desde un único punto de gestión.

Conozca nuestras soluciones:

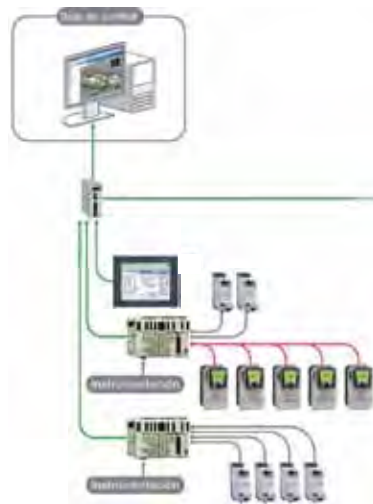
Sistema de control para AIB*

El Controlador para AIB* permite controlar, proteger y optimizar el funcionamiento de la bomba, reducir costos operativos, mejorar la eficiencia energética y bajar los costos de mantenimiento.

Los avanzados algoritmos de control para AIB* incorporados en nuestro variador de Velocidad Altivar71™ elimina el PLC adicional.

Sistema de control para PCP**

Las bombas para PCP** necesitan un preciso control del torque en sus varillas, para no dañar partes mecánicas de la bomba. Nuestra solución basada en información mecánica de la bomba y datos en tiempo real, proporciona el máximo rendimiento y protección de la PCP**.



*AIB= Aparato individual de bombeo. **PCP= Bomba de cavidad progresiva.



Descargue **GRATIS** Soluciones para la industria del petróleo y el gas.

Visite www.SEreply.com Código 43645B

Schneider
Electric™

El Gasoducto San Martín cuenta con una capacidad remanente de 9,5 MMm³/d.

Cuellos de botella actuales

La capacidad de entrega del gas contratado para la alimentación a generadoras eléctricas requiere de la instalación del segundo anillo de Buenos Aires, un sistema que conecta el punto de Mercedes, sobre el sistema de transporte de TGS, con el de Cardales, sobre el de TGN. Esta interconexión contará con un gasoducto de 75 km de longitud y 36" de diámetro, una planta compresora en Mercedes y una estación de regulación, filtrado y medición bidireccional, que permitirá transferir caudales de un sistema al otro indistintamente.

Adicionalmente, la alimentación a las generadoras eléctricas ubicadas en la zona del GBA requiere de un ramal que evite saturar los sistemas de distribución. La alternativa es construir el gasoducto Rodríguez-Rosetti de 55 km de longitud y 30" de diámetro.

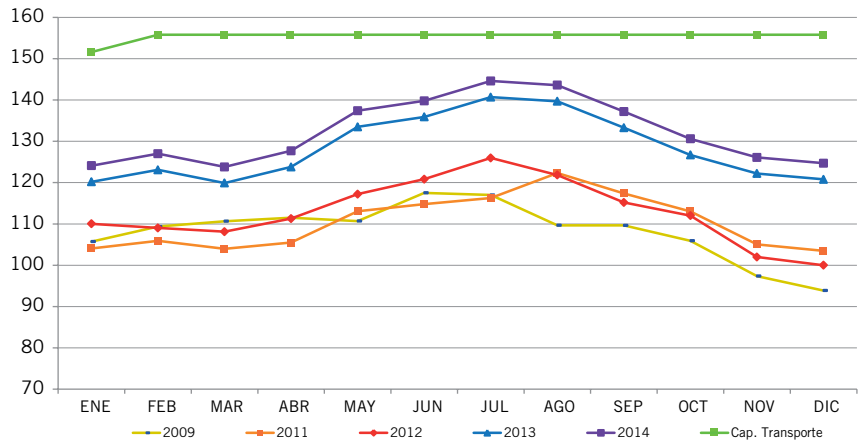


Figura 8. Inyección de Sistema TGS + TGN (MMm³/día) Local + importación.

	Caudal Incremental	Gasoducto Sur		Gasoductos Neuquén		Tramos finales	
		Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Lopps Km	Potencia HP
Etapa I	11 MMm ³ /d GNL			400	15,000		
Etapa II	25 MMm ³ /d	300	80,000	200	20,000	500	70,000
Etapa III	50 MMm ³ /d	1,400	400,000	1,200	160,000	1,000	120,000
Etapa IV	43 MMm ³ /d	600	160,000	1,400	60,000	900	100,000
Total	129 MMm³/d	2,300	640,000	3,200	255,000	2,400	290,000

	Caudal Incremental	Gasoducto Sur		Gasoductos Neuquén		Tramos finales	
		Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Lopps Km	Potencia HP
Etapa I	11 MMm ³ /d GNL			400	15,000		
Etapa II	25 MMm ³ /d	300	80,000	200	20,000	500	70,000
Etapa III	34 MMm ³ /d	1,100	320,000	1,000	80,000	760	100,000
Total	70 MMm³/d	1,400	400,000	1,600	115,000	1,260	170,000

Ampliaciones requeridas

Sobre la base de los dos escenarios de evolución de oferta/demanda se definieron las obras de expansión necesarias, y se realizó una estimación de inversión asociada y una cronología de habilitación de obras.

Villa La Angostura - Parque Nacional Nahuel Huapi

ESTE VERANO ATREVETE A CORRENTOSO

una EXPERIENCIA ÚNICA

BENEFICIOS EXCLUSIVOS PARA LOS SOCIOS IAPG: 25% OFF*

Desde el 01/11/2015 al 20/12/2015 y 02/01/2016 al 31/03/2016. *Sobre tarifa mostrador. No acumulable ni combinable con otras promociones.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | info@correntoso.com | www.correntoso.com

Fco Correntoso S.A. - Av. Figueroa Alcorta 3351 LOFT C011 C1425CKM - CABA - Argentina

Aumente de manera integral el control, la seguridad y la confiabilidad de sus oleoductos

Mayor seguridad

con tecnología de simulación

Hasta un 10% de ahorros en gastos operativos y de capital

con la arquitectura integrada EcoStruxure

Hasta un 20% de ahorros de energía

Información en tiempo real

para realizar evaluaciones dinámicas cuantitativas y cualitativas

Mayor eficiencia operativa

mediante la gestión inteligente de la oferta y la demanda

Soluciones midstream integrales de un único proveedor

Enfoque integrado para la gestión de oleoductos

Las soluciones de Schneider Electric™ para gestión de oleoductos le brindan todo lo que usted necesita para mejorar sus operaciones de transporte y almacenamiento.

Con la arquitectura EcoStruxure™, integramos desde aplicaciones empresariales avanzadas y soluciones para monitoreo y control hasta sistemas de automatización y sensores, a la vez que garantizamos la compatibilidad entre los productos de Schneider Electric y de otros fabricantes.

¿El resultado final? Una cartera de soluciones integral que lo ayuda a hacer frente a los principales desafíos de la operación de oleoductos. Y todo de un único proveedor.



La arquitectura EcoStruxure integra las áreas clave de sus operaciones midstream



Reduzca los costos de los proyectos de petróleo y gas

Descargue nuestro Informe técnico **GRATUITO** hoy mismo.

Visite www.SEreply.com Código 43836b

Schneider
Electric™

Durante los primeros años de la proyección, las obras necesarias están destinadas principalmente a la eliminación de cuellos de botella, a través de la construcción de los gasoductos Mercedes-Cardales y Rodríguez-Pacheco, además de posibilitar el ingreso de GNL de la República Oriental del Uruguay y de Chile, a fin de acompañar el crecimiento de la demanda mientras se desarrolla la producción de gas local.

Escenario óptimo. Estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 129 MMstm³/d, en cuatro etapas sucesivas con inicio en los años 2018, 2023, 2027 y 2030, respectivamente. La instalación culmina con 8000 km de loop y 1.200.000 HP de potencia.

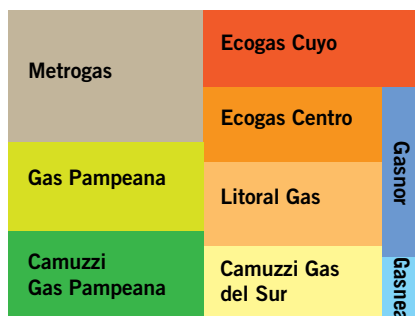
Escenario de mínima. Estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 70 MMstm³/d, en tres etapas sucesivas con inicio en los años 2023, 2028 y 2032, respectivamente. La instalación culmina con 4300 km de loop y 700.000 HP de potencia.

La inversión total estimada acumulada en los veinte años del estudio en el Sistema de Transporte Global, incluyendo las obras de ampliación y de sustentabilidad, es de 22.000 millones de dólares para el escenario óptimo y de 12.000 millones de dólares para el de mínima.

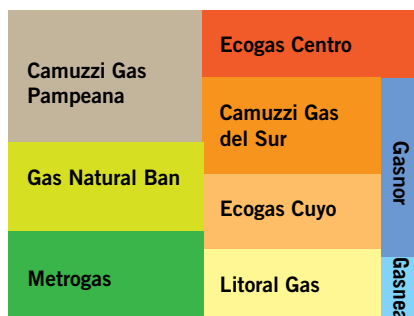
Los sistemas de distribución

La privatización de la empresa estatal Gas del Estado en 1992 dio a lugar al surgimiento de ocho distribuidoras de gas natural que cubrían casi todo el territorio de nuestro país. Con la creación en 1997 de la novena distribuidora –Gas Nea– se terminó de cubrir la totalidad de la geografía de la Argentina (figura 9).

La longitud total de la red de distribución a fines de 2013 asciende a 138.200 km, mientras que para la misma fecha, la cantidad total de clientes es de 8,19 millones. En las figuras siguientes se han representado comparativamente las longitudes de las redes y la cantidad de clientes de cada distribuidora.



Comparación longitud de la red.



Comparación cantidad de clientes.

Ampliación del sistema de distribución

Las ampliaciones de la red de distribución dependen principalmente del aumento de la cantidad de clientes, que a su vez está determinado por el crecimiento demográfico de la población.

Con la información de las proyecciones demográficas del INDEC, en primer lugar se han determinado el número de viviendas para los años 2025 y 2035 para cada una de las distribuidoras.

Una vez determinado el crecimiento poblacional con información suministrada por las distribuidoras, se elaboraron diferentes escenarios de aumento de clientes. Entre estos se destacan el Supuesto 1, que considera para 2035 la misma penetración (ratio clientes/viviendas) que en 2013; y el Supuesto 2, que considera una proyección de clientes compatible con el crecimiento de los últimos años. Este último escenario, que determina un aumento de 5,1 millones de clientes para 2035, es el que se considera como el más probable. Resultará entonces que al 2035 la cantidad de clientes alcanzará la cifra de 13,2 millones de clientes.

Para determinar la longitud de las ampliaciones para abastecer los nuevos consumos se han considerado una longitud por cliente y el número de clientes servidos por estación de regulación, similares a las actuales. El resultado de este análisis establece que la ampliación del sistema de distribución es de 86.900 km y 1420 estaciones de regulación.

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" C1004AAQ Bs. As., Argentina

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



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

Visite nuestro stand

AOG 2015

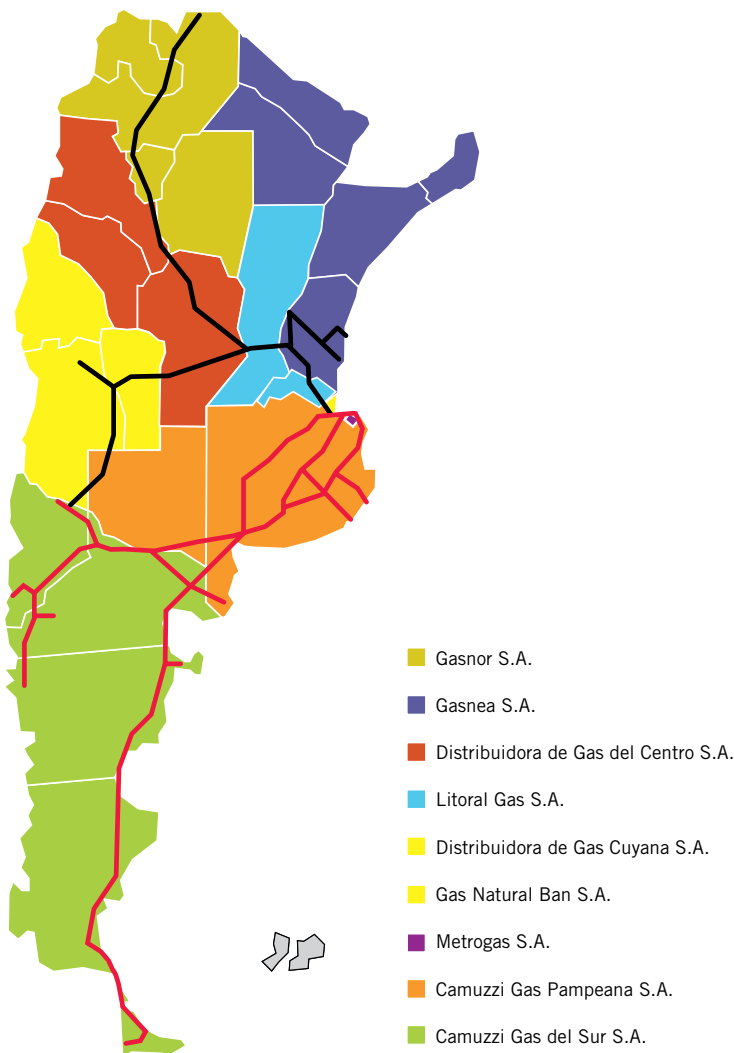


Figura 9. Sistema de distribución.

Teniendo en cuenta los costos de ampliación de las redes y los de las estaciones de regulación, la inversión asociada a la ampliación del sistema de distribución alcanza los 10.300 millones de dólares.

La penetración subirá de un 56% en 2013 a un 76% en 2035 con una distribución más homogénea en todo el país.

Innovación tecnológica y sustentabilidad de las instalaciones internas

La importante ampliación del sistema de distribución exigirá también una modernización sustancial de sus instalaciones para acompañar el avance de la industria internacional del gas.

Distribuidora	Aumento clientes 2035 (R+P)	
	Esc 1	Esc 2
Metrogas	237.274	497.243
Gas Natural Ban	331.037	872.413
Camuzzi Gas Pampeana	272.915	849.259
Litoral Gas	114.448	361.411
Camuzzi Gas del Sur	234.034	390.624
Ecogas (centro)	153.365	925.287
Gasnea	17.679	771.396
Gasnor	121.152	155.486
Ecogas (cuyo)	128.762	288.174
Total país	1.610.667	5.111.293
Incremento respecto 2013	19,8%	62,9%

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Distribuidoras e INDEC.

Entre las innovaciones tecnológicas por incorporar se encuentran los medidores inteligentes, los sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, los usos de polietileno para alta presión y el telecomando generalizado de válvulas, entre otras.

También debemos mencionar el uso de los sistemas de información geográfica y la utilización de aplicación móviles para la gestión en campo.

Un comentario aparte merece la gestión de los daños de terceros, fuente principal de daños a las redes. En este sentido deberán instaurarse medidas tendientes a la disminución de los daños. Una de las posibilidades es el establecimiento de un único número dónde llamar en caso de la necesidad de excavar.

El incremento de la cantidad de clientes implica la construcción de más de cinco millones de instalaciones internas al 2035.

Las instalaciones internas son el último eslabón de toda la cadena de valor de la industria del gas natural.

Por ello, es necesario implementar un proceso de revisión sistemático y

Distribuidora	Población 2010	Viviendas 2010	Habitantes por vivienda	Viviendas		
				2013	2025	2035
Metrogas	6.799.764	2.621.481	2,59	2.748.268	2.927.696	3.032.422
Gas Natural Ban	7.310.196	2.229.314	3,28	2.324.124	2.619.484	2.830.563
Camuzzi Gas Pampeana	4.264.799	1.926.628	2,21	2.010.319	2.263.012	2.443.239
Litoral Gas	3.623.757	1.298.073	2,79	1.357.162	1.494.380	1.591.800
Camuzzi Gas del Sur	2.130.395	762.116	2,80	823.560	1.002.909	1.139.852
Ecogas (centro)	4.010.346	1.459.157	2,75	1.541.143	1.744.864	1.893.115
Gas Nea	4.915.603	1.517.900	3,24	1.602.151	1.799.092	1.927.663
Gasnor	4.209.942	1.151.083	3,66	1.220.792	1.404.631	1.535.800
Ecogas (cuyo)	2.852.294	870.578	3,28	924.038	1.052.771	1.143.652
Total país	40.117.096	13.836.330	2,90	14.551.556	16.308.838	17.538.107
Incremento respecto 2013					12,7%	25,4%



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

INGENIERÍA Y CONSULTORÍA [E]

PROYECTOS EPC [EPC]

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [O&M]



Stand 2F-30 - Hall 2
5 - 8 .10.2015
La Rural Predio Ferial

www.tecna.com

continuo de las instalaciones internas para garantizar su mantenimiento y funcionamiento.

Conclusiones

Este estudio establece que en los próximos veinte años el consumo promedio diario alcanzará de 234 MMm³/día, lo que requerirá una inversión de 6.000 millones de dólares

por año en el desarrollo en la exploración y la producción para lograr el abastecimiento deseado.

La cifra expuesta se obtiene aun con supuestos de reducción de la intensidad por persona del 10% para el gas y del 12% para la electricidad y bajo la premisa de un plan de expansión del sistema eléctrico que consolida una diversificación de la matriz energética, reduciéndose de manera importante la participación del gas.

La condición para que ello sea posible es la adecuación paralelamente de los sistemas de transporte y distribución y las instalaciones internas de clientes.

Las estimaciones muestran que se requerirán las siguientes inversiones:

- 1.100 millones de dólares por año en ampliaciones de gasoductos y obras de sostenibilidad de la infraestructura del sistema de transporte;
- 620 millones de dólares por año en ampliaciones de redes y ERP, obras de sustentabilidad y modernización tecnológica en los sistemas de distribución;
- 290 millones de dólares por año en las instalaciones internas de clientes.

Al cotejar las inversiones en el *up-stream* y las del *down-stream* del gas, se concluye que por cada tres dólares en el primero, se requerirá un dólar en el otro y que el desafío para el país abarca toda la cadena. ■



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

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxígeno

Mezclas Patrones

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

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

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

Notas

- Durante este período, una vez superado el efecto de la crisis financiera de 2008/2009, se verificó una estructura de mercado de combustibles relativamente estable y equilibrada. No se vislumbra aún un consenso entre los analistas sobre la evolución del mercado tras la reducción de precios ocurrida sobre el final de 2014 y los desacuerdos en el seno de la OPEP.
- El GNEA tendrá una capacidad de transporte de 11,2 MMm³/d; llevará suministro de gas a 168 localidades mediante la construcción de 1468 km de gasoductos troncales y 2863 km de gasoductos de derivación. Se incorporarán así al sistema el este de la provincia de Salta y las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Fe.
Fuente: <http://www.enarsacom.ar/index.php/es/127-gasoducto-del-noreste-argentino-gnea>
- Como referencia, España, con un mercado eléctrico que duplica el argentino en términos de demanda y lo triplica en términos de capacidad instalada, ha desarrollado una participación de energía eólica del 20 % en un lapso de 18 años. Fuente: <http://www.ree.es/es/publicaciones>

LUFKIN

part 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




Por **Víctor Borgez** (DNV GL)

Este trabajo plantea el uso del análisis RAM al administrar los gastos de una planta de procesos, ya que permite tomar decisiones informadas y reducir la incertidumbre respecto del comportamiento de la producción, la cual ayuda a predecir con mayor exactitud.

La administración de los gastos de una planta de procesos es una tarea compleja. La inversión total es una combinación del costo inicial, específicamente de las inversiones en bienes de capital o CapEx, y los costos de la actividad, los gastos operativos u OpEx.

Las inversiones en bienes de capital (CapEx) se basan generalmente en las inversiones en obras, en la compra de materiales y paquetes de equipos –como se podrán imaginar, estas cifras pueden oscilar fácilmente entre algunos cientos de millones de dólares y algunos miles de millones de dólares–. Los gastos operativos (OpEx) se calculan normalmente en



La gestión de las inversiones y el ciclo de vida de los activos

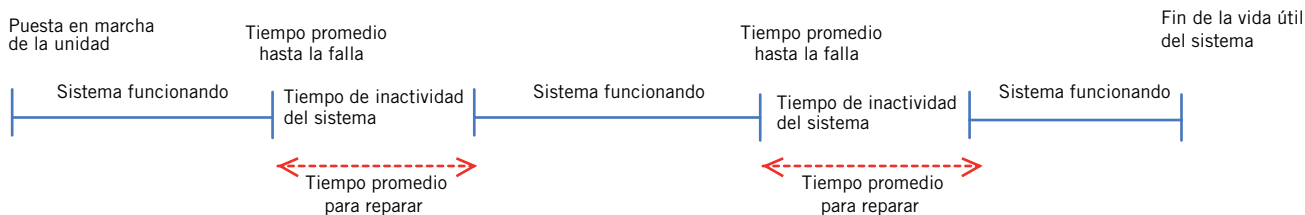
base a los costos de mantenimiento, al suministro de las empresas de servicios públicos (energía, agua y gas) y a la fuerza de trabajo, entre otros. Teniendo en cuenta que una gran parte de los gastos de mantenimiento se basan en fallas (la otra parte se basa en inspecciones y mantenimiento planificado) y las fallas ocurren de manera aleatoria, esta variable se convierte en algo bastante difícil de estimar.

CapEx y OpEx están directamente relacionados, por lo tanto, es indispensable encontrar el equilibrio. Consideremos un sistema de exportación de petróleo donde tenemos una única bomba disponible. Si esta bomba fa-

lla, el sistema no puede funcionar, o sea, no se puede exportar petróleo. ¿Qué deberíamos sugerir? La compra de otra bomba y el diseño del sistema en redundancia. Esto impactará directamente en las inversiones en bienes de capital, pero también en los gastos operativos. Al agregar otra bomba, el número de fallas posibles del sistema se duplica y los gastos de mantenimiento podrían haberse duplicado también. La probabilidad de que las dos bombas se encuentren fuera de servicio al mismo tiempo es bastante baja, se garantiza la entrega del producto; sin embargo, ¿qué podemos decir acerca del costo extra asociado a

la bomba adicional?

El análisis de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (RAM, por sus siglas en inglés) puede emplearse para estimar estos gastos con precisión y combinarlos con los ingresos por la entrega de productos a fin de obtener un panorama financiero general. Esto brinda al analista una herramienta poderosa para optimizar la configuración del diseño y las estrategias de mantenimiento. Asimismo, ayuda a encontrar el equilibrio entre CapEx y OpEx y los cambios que serán efectivos mediante la clasificación de las opciones con una mayor rentabilidad de la inversión (ROI).



En este artículo se presenta la importancia del análisis RAM en la gestión del costo del ciclo de vida de un proyecto. Además, se expone un caso práctico que muestra los beneficios.

Importancia del análisis RAM

El análisis RAM es utilizado normalmente para predecir el rendimiento de los sistemas de procesos y proporcionar una base para la optimización de dichos sistemas. La naturaleza del análisis RAM variará conforme el propósito del estudio y el alcance del trabajo. Sin embargo, en la mayoría de los casos, el análisis RAM se utiliza

para predecir la disponibilidad del sistema e identificar las formas de mejorar dicha disponibilidad, teniendo en cuenta tanto las fallas de los equipos como los factores de mantenimiento. Generalmente, la secuencia de los eventos debería seguir una línea de tiempo como la siguiente:

En la industria del petróleo y del gas, el análisis RAM se usa para pronosticar la eficacia de la producción de los campos de petróleo y de gas teniendo en cuenta la configuración del sistema, las diversas estrategias de mantenimiento y, en especial para este mercado, los obstáculos operativos. Mediante el agregado del factor de funcionamiento ampliamos el enfoque tradicional, permitiendo a los

analistas combinar una metodología poderosa y comprobada con sus conocimientos técnicos especializados sobre el comportamiento operativo del sistema, respaldando el desarrollo y el funcionamiento efectivo de cualquier activo.

Los beneficios de realizar un análisis RAM son los siguientes:

- Optimización de la configuración del diseño, la estrategia de mantenimiento y los procedimientos operativos.
- Reducción de los costos de mantenimiento y de los costos extra, mientras se mantienen y/o aumentan los niveles de producción.
- Clasificación de las oportunidades de inversión de capital y

Una empresa del grupo



ESFEROMATIC

VÁLVULAS ESFÉRICAS MANUALES, AUTOMATIZADAS Y DE CONTROL

Fabricamos nuestras válvulas en: Aceros al Carbono, Aceros Inoxidables Fundidos y Forjados, Aceros especiales Dúplex, Superdúplex y otras aleaciones.



Válvulas esféricas manuales y automatizadas API 6D. Válvulas de control de casquete esférico y globo FOXBORO, actuadores neumáticos, cajas de monitoreo, tableros y paneles. Válvulas excéntricas, válvulas para cabeza de pozo, esféricas cierre metal-metal con carburo de tungsteno, criogénicas y calefaccionadas.

WWW.ESFEROMATIC.COM.AR

Gran Canaria 3010 (B1878EEJ) Quilmes, provincia de BS. AS., Argentina / Tel: (5411) 4278-3000 / E-mail: ventas@esferomatic.com.ar

AXION

ELEVADORES & HIDROGRÚAS



La línea más moderna del mercado en Hidroelevadores & Hidrogrúas.



AXION es una empresa comprometida con la Calidad.



Capacitación

Servicio Post Venta

0800 555 0202
www.axionlift.com

Buenos Aires | Neuquén | Córdoba

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





respaldo al proceso de toma de decisiones en base a los ingresos.

- Disminución de la duración de los cortes de energía eléctrica planificados y no planificados.
- Alineamiento de los recursos de mantenimiento en base a la criticidad de los equipos en los ingresos por producción.
- Pronósticos exactos de los costos del ciclo de vida de los equipos que reflejan su edad, el ciclo de vida y la eficacia del mantenimiento.
- Definición de los niveles de confiabilidad para sistemas específicos. Se pueden usar modelos para estimar la frecuencia de las fallas de un determinado sistema y equipo, que luego se pueden comparar con las expectativas. Si los niveles de confiabilidad pronosticados no son los esperados, se pueden realizar cambios de diseño y de selección de equipos para aumentar la confiabilidad.
- Análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC, por sus siglas en inglés). Se usa para determinar el costo total del activo de petróleo y de gas durante toda la vida útil. El análisis RAM se usa para estimar la frecuencia de las fallas y, por lo tanto, el costo de mantenimiento estimado.

En síntesis, el análisis RAM puede usarse para respaldar el proceso de toma de decisiones en relación con la configuración del diseño, la estrategia de mantenimiento y la política operativa.

Red de flujo

La posibilidad de incorporar al análisis una red de flujo aumenta sus capacidades y aborda los escenarios que generalmente no pueden ser administrados mediante el análisis RAM genérico.

El análisis RAM genérico se centra en la estimación del tiempo en que el sistema no se encuentra disponible para la industria del petróleo y del gas, esto no es suficiente. Al agregar una red de flujo e integrar tasas de producción al sistema, la metodología puede explicar los estados de deterioro y las operaciones típicas, como logística, mecanismo de impulsión y operaciones de quema (donde las fallas en los equipos relacionados con el gas se evitan mediante la quema del gas). Por lo tanto, el resultado final es una estimación del volumen adicional a producir: en este caso es probable que se produzcan de 100 bbls (barriles adicionales de petróleo por día).

Esto es particularmente importante para el sector de la exploración y la producción (*upstream*), donde el análisis puede ampliarse para incluir los datos del reservorio –tasas de producción para las líneas de producto individuales, petróleo, gas y agua– a fin de estimar la producción potencial para un campo petrolero en particular o para un único pozo. Por consiguiente, en lugar de simplemente proporcionar información básica de tiempo de funcionamiento (*uptime*) versus tiempo de inactividad (*downtime*), la eficacia de la producción controla

la cantidad de pérdidas de producción durante la vida útil del sistema y cuantifica la eficacia dividiendo la producción real por la producción potencial. Este resultado, combinado con el flujo variable de tiempo desde múltiples fuentes, se convierte en una métrica muy poderosa.

Si alineamos este enfoque poderoso con cálculos financieros, llevaremos la metodología a otro nivel. Si podemos estimar el precio del producto y definir la tasa de descuento, podremos calcular el Valor Actual Neto (VAN). El VAN se detalla más adelante.

Respaldo del ciclo de vida del proyecto

Para respaldar las decisiones que deben tomarse en cada una de las diferentes etapas se puede utilizar el análisis durante el ciclo de vida del proyecto.

A continuación se detalla los beneficios para cada etapa.

Diseño conceptual. Etapa preliminar donde se realiza la descripción del sistema propuesto en términos de una serie de ideas y conceptos integrados. El resultado es la generación de muchos conceptos de diseño que son respaldados para evaluar la factibilidad de cada alternativa conceptual. El análisis RAM permite una revisión rápida de diversas opciones de desarrollo para evaluar la pertinencia desde una perspectiva funcional y comercial de los diseños propuestos.

Etapas de Ingeniería Básica extendida (FEED, por sus siglas en

Válvulas Worcester de Argentina S.A.

Desde 1967 fabricando en el país productos de calidad para la industria del Petróleo y el Gas.



VALBOL

EMPRESA CERTIFICADA **API 6A**



Desde el mes de Marzo de 2015 somos una empresa certificada API 6A. Diseñamos y producimos cabezales convencionales, compactos, RTO, cabezales para bombas electro sumergibles, cabezales independientes y válvulas esclusas para uso en pozos de petróleo e inyección.



Catálogo Wellhead
Descarguelo aquí

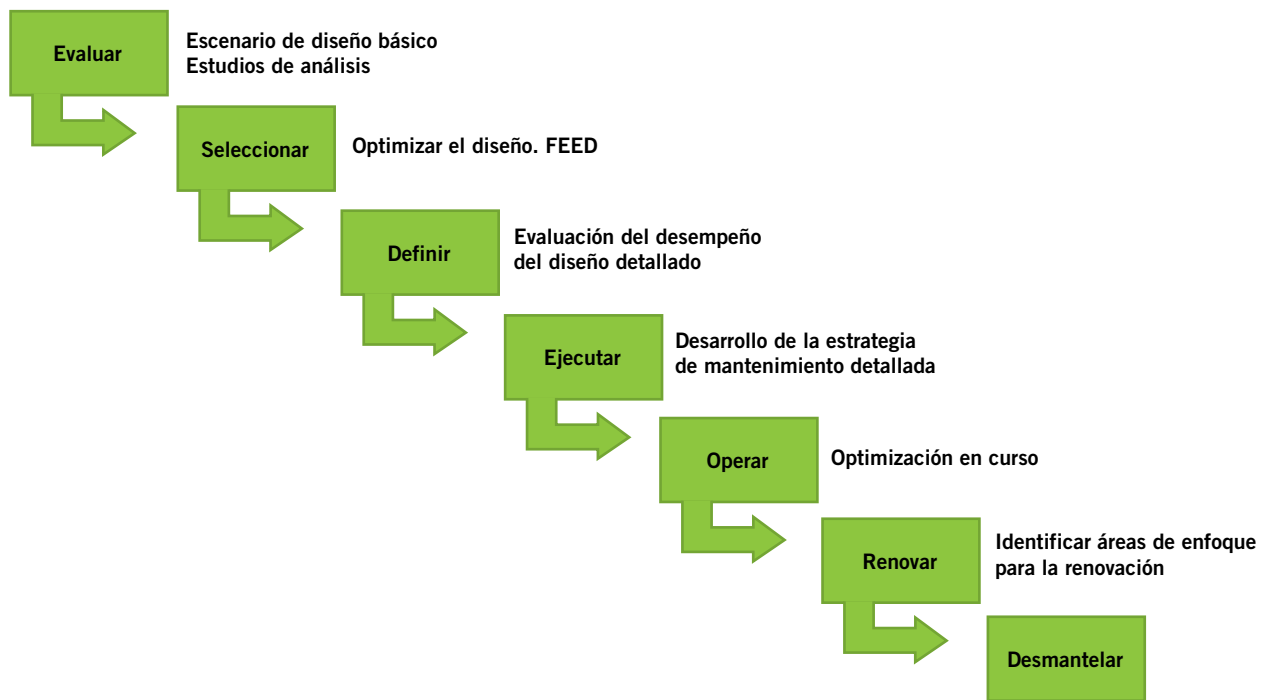


API6A-1472

www.valbol.com.ar

Valbol | Válvulas Worcester de Argentina S.A.

Oswaldo Cruz 3333 (C1293ADL) C.A.B.A. - Argentina | Tel: (5411) 5533-5200 | E-mail: mail@valbol.com.ar



inglés). Una vez seleccionada la cantidad de opciones, se puede realizar un análisis más detallado para elegir la configuración de los equipos principales. En esta etapa, se toman las decisiones más importantes con respecto al concepto y se realizan planes para el proyecto. Desde el punto de vista del análisis RAM, es en la etapa FEED donde la aplicación del análisis se vuelve más eficaz. Se pueden incorporar fácilmente cambios al proyecto, ya que todavía estamos en la etapa de planificación.

Desde la perspectiva de la inversión, esta es la etapa donde los posi-

bles ahorros son mayores. Se pueden eliminar las redundancias (o repeticiones) innecesarias y se pueden evaluar los puntos críticos del sistema.

Ingeniería de Detalle. La Ingeniería Básica Extendida (FEED) conduce a la creación de los documentos de diseño iniciales; por ejemplo, los diagramas de flujo de procesos (PFD), Diagramas de proceso e instrumentación (P&ID), las listas de equipos y hojas de datos. Una vez concluida la etapa FEED, se especifica un diseño mucho más detallado para el sistema. En esta etapa, las preguntas son mucho más específicas.

El análisis RAM garantiza que el diseño del sistema cumple con los objetivos de desempeño requeridos.

Desde la perspectiva de la inversión, se pueden seleccionar equipos de diversos proveedores e incorporar al sistema una combinación de confiabilidad y costos encontrando así el equilibrio óptimo.

Ejecución. Con la identificación de elementos críticos y los obstáculos en el sistema, se pueden usar los resultados de un estudio RAM para alimentar otras metodologías, como la Inspección Basada en Riesgos (RBI, por sus siglas en inglés) y el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM, por sus siglas en inglés). Posteriormente con el resultado de los procesos RBI y RCM puede alimentarse nuevamente al modelo para proporcionar un escenario final del rendimiento del sistema.

Etapa operativa. Durante esta etapa, no es económicamente rentable tomar decisiones con respecto al diseño. Sin embargo, el análisis RAM también puede usarse para evaluar el impacto de las modificaciones planificadas. La evaluación más común durante la etapa operativa está relacionada con la filosofía de mantenimiento que, básicamente, hace referencia a la cantidad de repuestos, al tiempo de reposición de existencias y al personal disponible. Siempre existe una compensación (*trade-off*) entre los costos





¿Mediciones Wireless de manera sencilla?

Absolutamente.



Las soluciones inalámbricas ABB, miden: temperatura, presión, niveles, caudal y densidad en muy diversas aplicaciones, aumentando el desempeño de planta, seguridad y eficiencia. Los dispositivos ABB son extremadamente eficientes energéticamente debido a su diseño único de gestión energética, basado en un diseño de ultra baja potencia. La significativa duración de la batería aumenta significativamente la fiabilidad de su red. El equipamiento posibilita una frecuencia de actualización mucho mayor. Los intervalos de reemplazo de la batería pueden reducirse ampliamente. ABB ofrece desde productos individuales, hasta la instalación de redes inalámbricas "a medida", listas para utilizar. Mediciones wireless, hechas de forma sencilla.

www.abb.com/measurement

ABB S.A.

Tel. +54 11 4229 5500

www.abb.com.ar

[f /ABBArgentina](https://www.facebook.com/ABBArgentina) [t @ABB_Argentina](https://twitter.com/ABB_Argentina)

Power and productivity
for a better world™



de producción perdida *versus* los costos de mantenimiento.

Además, se puede crear una tendencia de rendimiento en base al resultado de las actualizaciones continuas del análisis. Esto podría representar un rendimiento adicional si las áreas de interés son abordadas directamente.

Renovación. Para los sistemas maduros, a medida que continuamos preguntando sobre nuestros activos deteriorados (*ageing assets*), el análisis RAM ayuda a encontrar áreas potenciales para la renovación o la ampliación de la vida útil de la instalación. Se pueden aplicar muchos casos sensibles a un modelo de sistema maduro, lo que indicará varias opciones de renovación y la cuantificación de ganancias potenciales.

Desmantelamiento. Eventualmente, debido a la cantidad de variables en un desarrollo de petróleo y de gas, no es fácil identificar en qué punto los gastos operativos superan los ingresos y hacen que el sistema ya no sea económicamente viable. Mediante el modelado de todos los comportamientos dinámicos de un sistema, el análisis RAM ayuda a evaluar la viabilidad de las estrategias de desmantelamiento.

Inversiones en bienes de capital y gastos operativos

Al examinar el análisis financiero en la industria del petróleo y del gas, lo primero que nos viene a la mente es la inversión total para construir una planta de proceso, las inversiones en bienes de capital (CapEx). ¿Cuál es el motivo? En efecto, CapEx contribuye enormemente con las inversiones en los activos de petróleo y de gas y, como estas inversiones se realizan normalmente en los primeros años, podemos sentir que se trata de la inversión más grande en el activo.

Para obtener una perspectiva respecto de las cantidades de dinero, cuando nos referimos a CapEx en la industria del petróleo y del gas, las cifras pueden fácilmente cruzar la barrera de unos pocos miles de millones de dólares. Por ejemplo, si tomamos el informe más reciente sobre presupuestos de CapEx de Barclay (NYSE:BCS), se espera que el sector energético invierta alrededor de



USD 723 mil millones en esfuerzos de exploración y producción (E&P) en 2014. Esto representa casi un 6,1% de aumento comparado con los gastos CAPEX totales correspondientes al 2013 y, por primera vez, cruzará la marca de los USD 700 mil millones.

Es sumamente importante optimizar el uso de esta inversión para garantizar la rentabilidad del activo. Desde el punto de vista de la entrega del producto, en una situación ideal, deberíamos tener redundancia en cada sistema posible. Sin embargo, eso no es factible en términos financieros. Por lo tanto, el ingeniero de diseño debe optimizar la cantidad de redundancias presentadas en el sistema y reducir el costo garantizando el nivel objetivo de confiabilidad y disponibilidad.

Otro factor particularmente importante son los gastos operativos u OpEx, que pueden ser potencialmente mayores comparados con la inversión en bienes de capital o CapEx. Al calcular los costos de la actividad de una planta de procesos, deberíamos considerar los costos de mantenimiento y el suministro de las empresas de servicios públicos (energía, agua y gas, entre otros). Ahora bien, si consideramos que calculamos estos gastos sobre la vida útil de la empresa y la duración de una planta de procesos puede ser de 15 a 20 años aproximadamente, los gastos OpEx son, en general, una cifra mucho mayor comparada con CapEx.

CapEx es normalmente una variable conocida: la inversión en la

compra de equipos y la construcción de las instalaciones. El desafío es la estimación de los gastos OpEx, que son variables porque las fallas ocurren inesperadamente. Los gastos operativos se basan en el hecho de que ciertas fallas podrían requerir una serie de recursos de mantenimiento, por ejemplo, repuestos y fuerza de trabajo. Los servicios públicos como el suministro de energía, gas y agua también dependerán de la disponibilidad del sistema; por ejemplo, si el sistema no se encuentra disponible, habrá una interrupción del suministro de gas.

Métodos para la estimación de gastos

Existen dos técnicas para estimar los aspectos financieros de un activo de petróleo y de gas: el enfoque tradicional que usa técnicas de cálculo estático o las técnicas de simulación dinámica, ambas presentan beneficios.

El cálculo estático utiliza tasas de consumo constante de los recursos de mantenimiento (repuestos) y de los servicios a fin de determinar los costos operativos de los activos en el desarrollo del petróleo y del gas. Esto da como resultado un panorama general del costo durante la vida útil del activo, presenta una solución simple que puede usarse como punto de partida.

El uso de técnicas de simulación dinámica permite estimaciones teniendo en cuenta los cambios continuos del estado del sistema sobre su

WORKWEAR CEDRO

**TODAS LAS TELAS DE LA LÍNEA
FR TIENEN PROTECCIÓN:
RETARDANTE A LLAMAS | PROTECCIÓN
A ARCO ELÉCTRICO | PROTECCIÓN
A FACTOR SOLAR 50+**

Cedro Textil, por medio de una asociación con Rhodia®, es la única empresa que posee pruebas en 100% de los lotes de producción en laboratorio certificado. La combinación de la marca de agua más la etiqueta exclusiva le garantizan al usuario que el EPP fue confeccionado con la garantía de la tela.

Aprobado en las normas NFPA 2112; NFPA 70E; IEC 61482-1-1; ISO 15025/ DIN 54345; ABD 0031; OEKO TEX.

Importante: consulte los informes de normas adicionales para cada producto.



Para saber más sobre estos productos entre en contacto con su representante o ingrese a

www.cedro.com.br | cedrobras@arnetbiz.com.ar

[/cedrotextil](https://www.youtube.com/channel/UC...) | [/cedroworkwear](https://www.facebook.com/cedroworkwear)

+55 31 3235-5000

expectativa de vida. Se toma en cuenta la funcionalidad del equipo, los distintos modos de falla de los componentes y las consecuencias, eventos lógicos, filosofía de funcionamiento y de mantenimiento, disponibilidad de los servicios y del personal, estado del almacenamiento en memoria intermedia. Obviamente, cualquier intento de calcular los gastos con este grado de complejidad mediante métodos determinísticos (es decir, cálculos estáticos) es virtualmente imposible.

La estimación del gasto total es una suma simple de los diferentes gastos que se puede resumir de la siguiente manera:

$$\text{Gastos totales} = (\text{Capex}) + (\text{Opex})$$

Como se mencionó, la inversión en bienes de capital (CapEx), es normalmente conocida y es un valor fijo. La variable difícil de estimar son los gastos operativos (OpEx), que normalmente se basan en fallas/disponibilidad de los servicios.

Para el cálculo estático, asumiríamos una tasa de falla constante para una cantidad de sistemas y un tiempo de reparación constante (tiempo de inactividad) para cada uno de estos sistemas. Esto permitiría una estimación simple de los gastos OpEx.

Cuando se usan técnicas de simulación dinámicas, se producen cambios, por ejemplo, en datos de reservorio potencial, frecuencia de

las fallas, disponibilidad de los servicios, disponibilidad de los recursos de mantenimiento, variación de los tiempos de reparación, demandas estacionales e impacto climático al realizar las reparaciones. Este enfoque permite también al analista dar cuenta de las variaciones en el valor de la moneda en los años pronosticados, tasas de descuento, intereses, etcétera.

Otro aspecto importante de la industria del petróleo y del gas son los contratos de entrega de productos. En general, los operadores del sector del petróleo y del gas tienen contratos de entrega de productos que cumplir. La simulación dinámica permite que la metodología rastree la cantidad de contratos que se perdieron cuando no se cumplieron los objetivos de producción. Así, los contratos perdidos pueden asignarse a una multa y el costo total de perderlos puede ser cuantificado.

El cálculo financiero se puede ampliar para incorporar los precios de los productos, lo que permite una estimación de los ingresos producidos. Con los ingresos se puede calcular el Valor Actual Neto (VAN), figura financiera que permite comparaciones entre diferentes proyectos, usando todos los flujos de fondos del proyecto y ajustándolos a sus valores actuales mediante la aplicación del factor de descuento apropiado. Entonces, los proyectos pueden ser directamente

comparables. Si el valor actual de los ingresos de fondos supera aquellos valores de los egresos una vez aplicada la tasa de descuento seleccionada, el proyecto mostrará una rentabilidad de la inversión positiva en términos de flujo de fondos y cuanto mayor sea el valor, mejor será. Sin embargo, si el VAN es negativo, la rentabilidad del proyecto es menor que los egresos y, por ende, se debería tratar de minimizar el VAN.

Existen dos opciones cuando se calcula el VAN: el VAN negativo o el VAN estándar. El VAN negativo representa la pérdida potencial de ingresos, mientras que el VAN estándar detalla la ganancia.

El cálculo del VAN debería dar cuenta de lo siguiente:

Tasa de Descuento Anual.

Se debe determinar una tasa de descuento anual en forma de porcentaje. Esta relacionará el valor, en términos financieros, de una suma futura a su valor actual.

Inversión en bienes de capital. La inversión inicial de capital desembolsada al inicio del Proyecto y cualquier otro gasto incurrido durante la duración del proyecto.

Gastos operativos. Este factor consiste en el costo en tarifas diarias de los recursos usados, así como también consiste en los costos de movilización/desmovilización incurridos por su uso.



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

$$\text{VAN estándar} = \left(\sum_{t=1}^N \left(\frac{PP}{(1+i)^t} \right) (\text{producción anual}) \right) - (\text{CaPex}) - \left(\sum_{t=1}^N \left(\frac{PP}{(1+i)^t} \right) (\text{OpEx}) \right)$$

$$\text{VAN negativo} = (- \text{CaPex}) - \left(\sum_{t=1}^N \left(\frac{PP}{(1+i)^t} \right) (\text{OpEx}) \right) - \left(\sum_{t=1}^N \left(\frac{PP}{(1+i)^t} \right) (\text{pérdida de producción anual}) \right)$$

Precio del Producto. Representa el resultado o beneficio cuando se calcula el VAN. Al definir el precio del producto, el analista debe estipular un precio inicial por unidad, en la moneda determinada (por ejemplo, USD 120/bbl), y cualquier cambio que se produjese en este precio durante un período de tiempo específico.

El VAN (Khan, 1993) debería presentar el valor del flujo de fondos descontado nuevamente a su presente valor o bien al precio del producto (PP) estimado actual. El flujo de entrada de efectivo y el flujo de salida de efectivo se suman y entonces el VAN es la suma de los términos siguientes:

Donde:

- t es el año de referencia
- i es la tasa de descuento
- PP es el precio del producto

Caso práctico

Una plataforma *offshore* de producción de petróleo diseñada para operar en aguas poco profundas en forma remota a través de procesos au-

tomatizados y sin la presencia de personal. Este tipo de plataforma requiere de una estrategia de mantenimiento singular cuya eficacia puede verse muy influenciada por diversos parámetros, como los tiempos de viaje, la limitación de los recursos de mantenimiento, el tiempo de movilización y las prioridades en las reparaciones.

El modelo consiste en una plataforma *offshore* con 4 (cuatro) pozos petroleros y 1 (uno) sistema de inyección de agua. El flujo esperado de petróleo de cada pozo es de 12.000 bbls (barriles por día) (figura 1).

- Todo el flujo proveniente de los pozos converge en la plataforma normalmente sin personal, operada de manera remota (NUI, por sus siglas en inglés) atravesando un sistema de inyección de agua.
- Todos los pozos tienen un sistema similar que incluye válvulas y tuberías. Cada 6 (seis) meses se lleva a cabo una inspección planificada de la válvula de seguridad de fondo de pozo (SSSV).
- La plataforma NUI consta de diferentes sistemas, por ejemplo, el

sistema de separación, el sistema de agua salada, el sistema de telecomunicaciones y la unidad de generación de energía.

- Cada vez que existe una falla que conduce a una parada total, la plataforma NUI debe reiniciarse manualmente.
- El personal de mantenimiento viaja en helicóptero para reparar las fallas. Existe un mantenimiento no programado para abordar las fallas críticas de producción y visitas semanales programadas para abordar las fallas que no son críticas.

Cada pozo tiene su propio perfil de producción (el perfil de producción total de cada pozo se muestra en la figura 2).

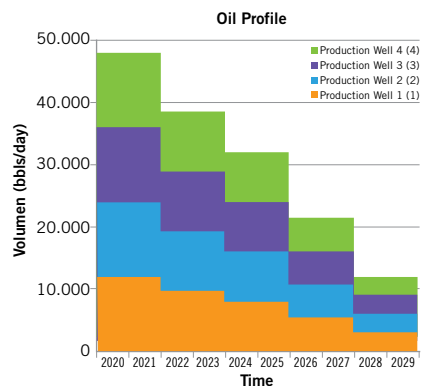


Figura 2. Perfil de producción.

Eventos

En los desarrollos de petróleo y de gas, los eventos se pueden separar, principalmente, en tres categorías: no programados, programados y condicionales. A continuación se definen estos tres eventos básicos:

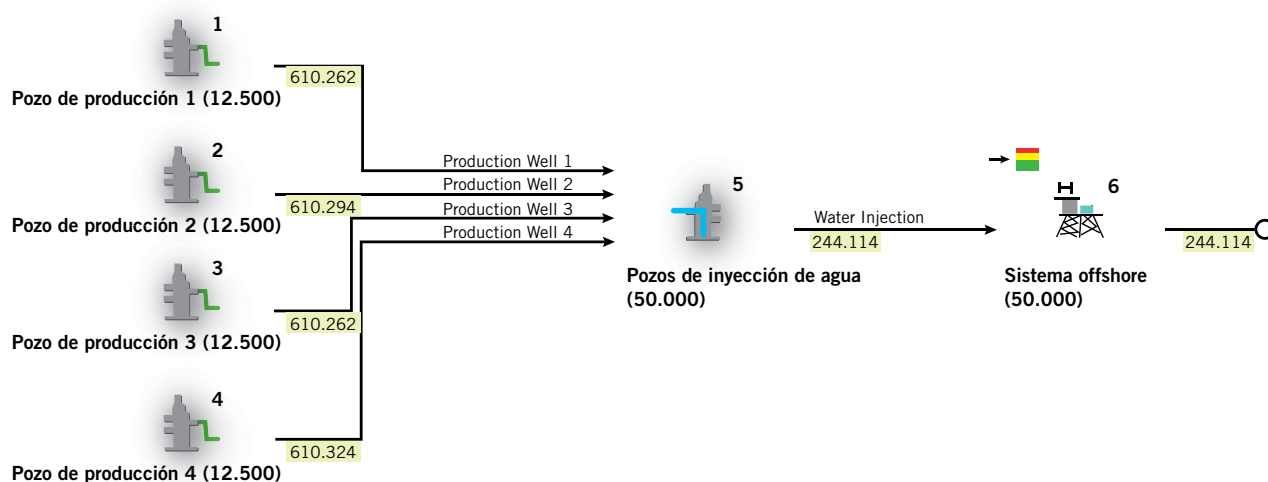


Figura 1. Red de flujo de los pozos.

SOMOS POTENCIA EN LA **GENERACIÓN** DE SOLUCIONES



Finning cuenta con una amplia variedad de productos de generación, con unidades de potencia desde 6,8 EKW hasta 9.760 EKW y un equipo de expertos que brinda soluciones llave en mano para proyectos de generación distribuida y plantas de tratamiento, entre otros.


Con más de 20 sucursales en todo el país **Finning** provee un servicio de posventa integral que permite reducir al mínimo los costos de operación, maximizando la vida útil de su motor y minimizando el tiempo de inactividad, a través de contratos de mantenimiento a medida CSA (Customer Support Agreements).


BUILT FOR IT.


LLÁMANOS


0810 555 0832

FINNING.COM.AR

 /finningsudamerica

 /finningsudamerica

 /finningsouthamerica

FINNING 

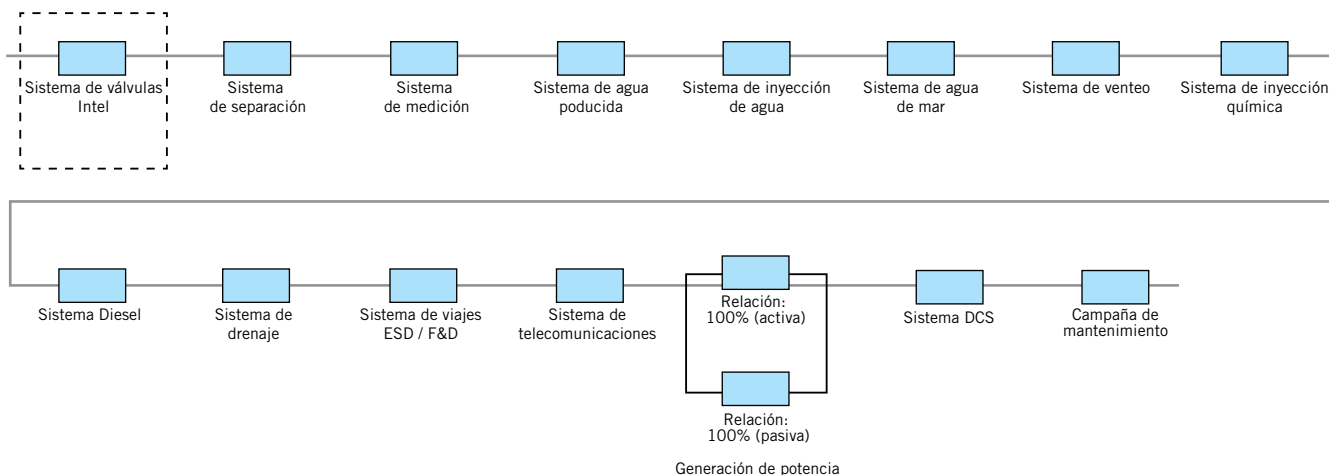


Figura 3. Diagramas de bloques de confiabilidad (RBD) para una planta offshore.

Equipo	Tipo de falla	Impacto ante falla	Impacto ante reparación	Tipo de falla	MTTF	Tipo de reparación	Mín. (horas)	Máx. (horas)
Filtro de agua salada	Crítica	100%	100%	Exponencial	3,03	Rectangular	2	8
	Deterioro	50%	100%	Exponencial	3,03	Rectangular	2	8
	Incipiente	0%	100%	Exponencial	2,941	Rectangular	2	8
Bomba de elevación/ caisson o cajón neumático	Crítica	100%	100%	Exponencial	10	Rectangular	72	96
	Crítica	100%	100%	Weibull (sin demora)	0,5	Rectangular	72	96

- Los eventos no programados son aquellos eventos no planificados que ocurren aleatoriamente. Sin embargo, su acontecimiento normalmente corresponde a una distribución estadística particular. Ejemplo: fallas en los equipos.
- Eventos programados son aquellos eventos donde el acontecimiento es conocido. Ejemplo: una inspección de rutina.
- Eventos condicionales son aquellos eventos que se inician por el acontecimiento de otros eventos a través de una expresión lógica booleana. Ejemplo: calentamiento

de un equipo en estado de espera (*standby*).

Los Diagramas de Bloques de Confiabilidad (RBD, por sus siglas en inglés) se usan para describir las relaciones lógicas entre los diferentes eventos. Cada uno de los bloques en un RBD representa un “evento” que puede conducir a pérdidas de producción. Los RBD son la representación lógica de la conexión del sistema, teniendo en cuenta la trayectoria exitosa de la misión del sistema; en este caso, el flujo. Si tenemos ítems en serie, cuando uno de ellos está en estado de falla, no hay forma de que

el sistema avance. Sin embargo, si tenemos ítems en paralelo, esto significa que hay más de una trayectoria “exitosa” en el sistema.

En el caso específico de este modelo, cada uno de los bloques representa un ítem de equipos. Debajo del nivel de equipos, el usuario debe definir los modos de falla, es decir, las diferentes maneras en que los equipos pueden fallar (ver figura 3).

Cada unidad incluirá sus propios datos de confiabilidad; por ejemplo, los datos extraídos del sistema de agua salada se muestran de la siguiente manera:

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

www.iphglobal.com



OBRAS DE INFRAESTRUCTURA
OBRAS CIVILES INDUSTRIALES
GRANDES MOVIMIENTOS DE SUELOS
DUCTOS Y MONTAJES MECANICOS

**LA FUERZA
DE 40 AÑOS
DE LIDERAZGO**



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

MILICIC

CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS



Logística de los recursos de mantenimiento

Se debe tener en cuenta un amplio número de recursos de mantenimiento al realizar un estudio RAM. Es importante comprender cómo se manifiesta esta logística en la simulación. Consideremos un evento genérico, una falla o una parada planificada. En tiempo real, esta falla comenzará a ser reparada con cierta demora como consecuencia del tiempo requerido para diagnosticar el problema y organizar los recursos de reparación a fin de realizar las reparaciones necesarias. Una vez que todos los recursos se encuentran en el lugar de trabajo, el procedimiento de reparación puede comenzar. La acción de reparación en sí misma puede impactar en la producción de alguna otra manera.

La diagramación de la logística del mantenimiento implica determinar la porción de “demora de la reparación” en la secuencia antes descrita. Esto se logra definiendo la ubicación, la cantidad y la limitación de los diversos recursos involucrados en el proceso de reparación. Entonces se realiza la simulación para determinar cada demora en la reparación, dependiendo de lo mencionado anteriormente y de la carga de trabajo en el momento de la falla. No se trata simplemente de especificar la demora en la reparación por tarea.

Este modelo presenta un alto nivel de detalle con respecto a la estrategia de mantenimiento, recuerde que esta plataforma no cuenta con personal, por lo tanto, se necesita de un tipo especial de estrategia de mantenimiento.

A continuación se detallan algunas consideraciones para el caso práctico:

- Las fallas se dividen en “incipientes” y “críticas”. Las fallas críticas requieren de una atención in-

mediata, mientras que las fallas no críticas, es decir, incipientes, podrían esperar hasta el próximo mantenimiento planificado o la próxima falla crítica.

- Existe una inspección semanal de la plataforma soportada por un helicóptero.
- Está siempre disponible un helicóptero sin tareas programadas y que se usa para casos urgentes de fallas críticas.
- Se necesita una serie de recursos de mantenimiento para realizar las reparaciones, por ejemplo, la tarifa diaria por perforación y buque de apoyo para operaciones

submarinas (DSV, por sus siglas en inglés).

Datos financieros

Se supone que la plataforma está operativa y, por lo tanto, la inversión inicial en bienes de capital (CapEx) ya fue recuperada. Por una cuestión de simplificación, el caso práctico supone que solo los gastos operativos (OpEx) son los que interesan, además de las cifras CapEx para las diferentes opciones de diseño.

Se proporcionan los datos de costos para:

- Visita programada del helicóptero: USD 12.000.
- Visita no programada del helicóptero: USD 15.000.
- Tarifa diaria por perforación: USD 60.000.
- Tarifa diaria por buque de apoyo para operaciones submarinas: USD 45.000.
- Precio del petróleo: USD 20/bbl.
- Tasa de descuento: 10%

Resultados

La metodología presenta, entre una serie de resultados, tres “Indicadores Clave del Rendimiento” (KPI, por sus siglas en inglés):

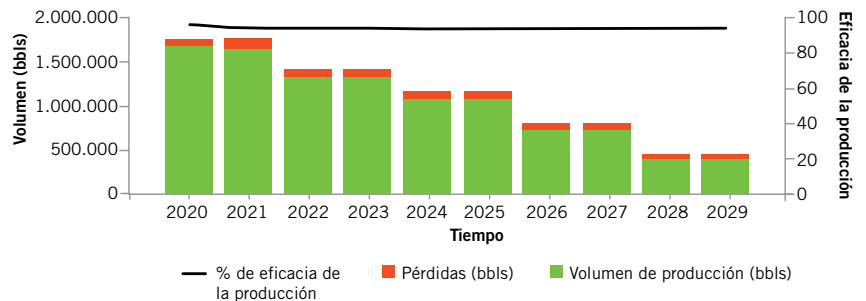


Figura 4. Producción anual.

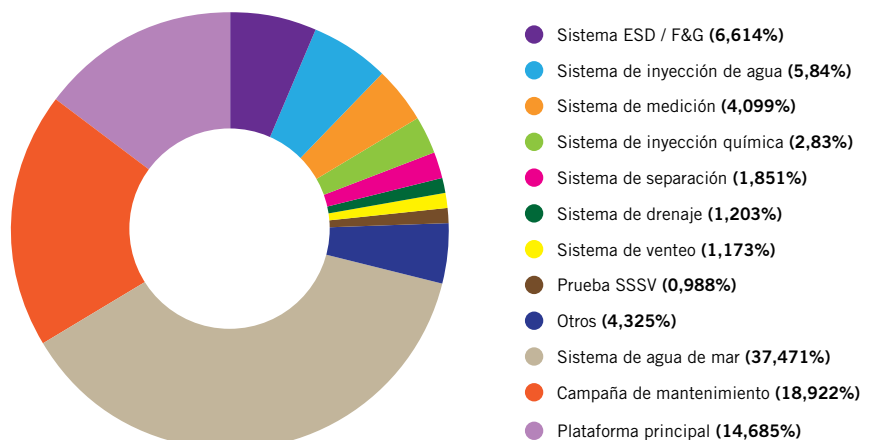


Figura 5. Criticidad del subsistema.

Asistimos a sus necesidades



CAPACIDAD VERSATILIDAD EFICIENCIA SEGURIDAD




Garantizamos la continuidad del trabajo. Proveemos energía para el campo petrolero y disponemos de una amplia variedad de equipos para la industria que permiten operar con seguridad en la realización de tareas de alta complejidad.

 **SULLAIR ARGENTINA**
movimiento consciente



ALQUILERES | VENTA NUEVOS Y USADOS | POSTVENTA

Gonçalves Dias 1145 [C1276ACQ] Buenos Aires [5411] 5941-4444

 @SullairArg  sullairargentina  Sullair Argentina S.A.

- El rendimiento total del sistema para el caso base es del 93,950% +/- 0,334%
- El gráfico de producción anual muestra las pérdidas durante la vida útil del sistema.

El análisis de criticidad pone énfasis en los elementos/sistemas más críticos de los equipos.

En base a la criticidad del subsistema (ver figura 5), el Sistema más crítico es el sistema de agua salada, responsable del 37,471% de las pérdidas.

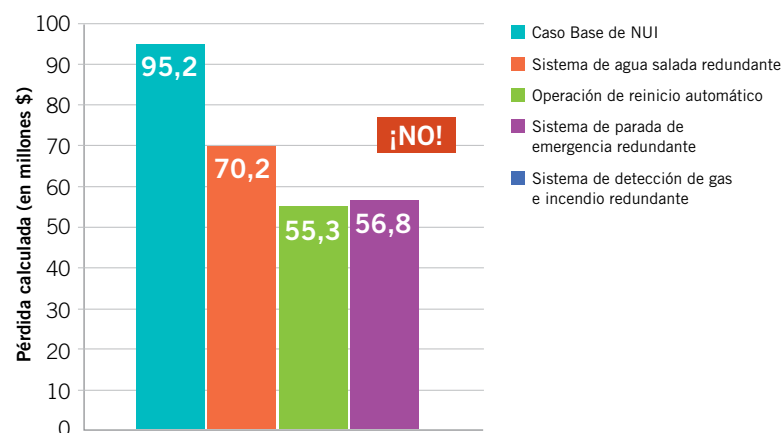
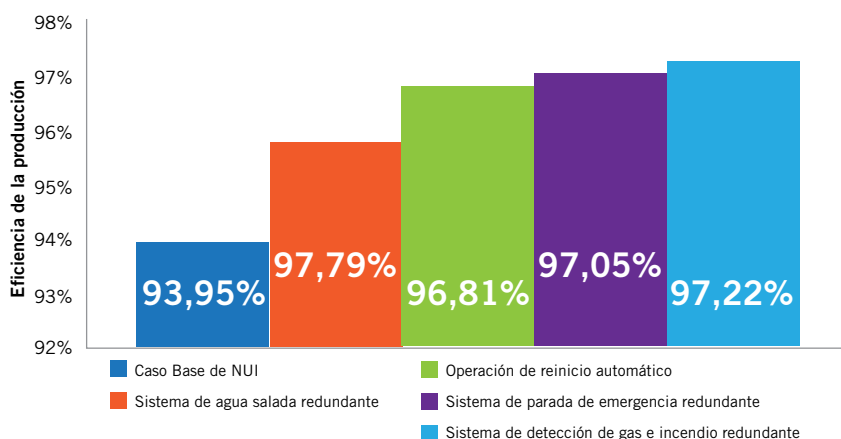
- El análisis económico proporciona el VAN del proyecto, y es resumido. En este caso, existe una pérdida de USD 95,2 millones durante la vida útil del sistema.

Análisis de sensibilidad

Provisto de la información sobre la criticidad del subsistema, el análisis puede sugerir cambios de diseño o de estrategia de mantenimiento. Esto proporciona una guía sobre las medidas de mitigación para la optimización del sistema. Una vez que se ha verificado una sugerencia, esta se puede aceptar o no dependiendo de los beneficios en el rendimiento.

Se han realizado cuatro sugerencias para optimizar el diseño del sistema modelado:

- Sistema de agua salada redundante.
- Operación de reinicio automático.
- Sistema de parada de emergencia redundante.
- Sistema de detección de gas e incendio redundante.



Pérdida financiera por escenario

Opción de diseño	Pérdida financiera por escenario (millones de USD)
Caso base de NUI	95,2
Sistema de agua salada redundante	70,2
Operación de reinicio automático	55,3
Sistema de parada de emergencia redundante	56,8
Sistema de detección de gas e incendio redundante	55,9

Si evaluamos solamente la cifra de la eficacia de la producción, podemos concluir que todas las sugerencias deberían ser aceptadas, ya que todas ellas presentan un aumento del rendimiento.

Sin embargo, cuando tomamos en cuenta la inversión en bienes de capital (CapEx) requerida para cada sugerencia, la conclusión es ligeramente diferente. Suponiendo que cada opción requiere una inversión CapEx de:

- Sistema de agua salada redundante: USD 1,5 M
- Operación de reinicio automático: USD 1,0 M
- Sistema de parada de emergencia redundante: USD 5,0 M
- Sistema de detección de gas e incendio redundante: USD 2,5 M
- Entonces, puede calcularse la rentabilidad de la inversión para cada caso. El VAN negativo muestra la oportunidad perdida (pérdidas financieras) al operar el sistema.

Este gráfico muestra que la opción 4, sistema de parada de emergencia redundante, no es viable. Básicamente, la inversión CapEx para implementar este cambio es mayor que la producción extra proveniente de la mayor disponibilidad del sistema.

Conclusiones

El análisis RAM tiene un rol clave en el análisis de las combinaciones óptimas de la configuración del sistema, de la estrategia de mantenimiento y de las reglas operativas en la industria del petróleo y del gas. Se pueden tomar decisiones informadas y la incertidumbre con respecto al comportamiento de la producción puede predecirse con exactitud, y por lo tanto, evitarse o reducirse.

A partir de un caso base se puede diseñar una lista de opciones posibles. Estas opciones pueden clasificarse según la eficacia y los beneficios financieros de cada una de ellas. ■

Victor Borgez es Gerente de producto Ram en DNV GL Software (Det Norske Veritas).

Es ingeniero químico con experiencia en la realización de análisis de riesgos y confiabilidad de activos en la industria de petróleo y del gas. Es responsable de los softwares de simulación Maros (mantenibilidad, disponibilidad, fiabilidad, operabilidad, simulación) y Taru (fiabilidad total de los activos y optimización).

LÍDER MUNDIAL EN EQUIPOS DE LIMPIEZA.

Kärcher hace la diferencia en la limpieza profunda con sus Hidrolavadoras de tecnología y calidad alemana.

 | www.karcher.com.ar  | info@ar.karcher.com  | +5411 4748-5000  | [Karcher.Arg](https://www.facebook.com/Karcher.Arg)



HDS 12/18-4 S
HIDROLAVADORA
DE AGUA CALIENTE

 **KÄRCHER**

makes a difference



Los sistemas de control del futuro

Por *Ing. Víctor Marinescu*

Una visión del presente y del futuro acerca de la implementación de sistemas y equipos digitales de control centralizado en las empresas. Un detalle de sus beneficios.

Todos coinciden en que las industrias de procesos son notoriamente conservadoras, con una gran base instalada de equipos que van desde neumáticos hasta sofisticados sistemas digitales de control, todos con obtención de ganancias. En consecuencia, si bien, se observan rápidos cambios en la tecnología comercial, su adopción por las industrias de procesos tendrá mucho que ver con el valor agregado que eso implica y de acuerdo con la aceptación cultural del personal involucrado.

Las tendencias actuales

Se pronostican mejoras incrementales continuas en la tecnología actual de sistemas de control. Muchos de nuestros sistemas DCS son infrautilizados y su futuro está escondido dentro de sí mismos.

Se espera que la Ley de Moore, que dice que “el número de transistores en un circuito integrado se duplicará aproximadamente cada dos años”, siga en la próxima década, pero algo más lenta, pasando a duplicarse cada

tres años. Los desarrollos inminentes en transistores de efecto de campo nanotubos de carbono, transistores sin juntura, transistores de un electrón y *memistores* extenderán la vigencia de la Ley de Moore. Se seguirán observando mejoras en computación y en memoria, que harán posible la utilización de las nuevas tecnologías. Habrá pantallas de operador de mayor tamaño con mayores resoluciones, mientras las plataformas de hardware de control operarán con mayor velocidad, de manera más inteligente y con más memoria.

La capacidad de las redes deberá crecer para cumplir con las demandas, y presionará la infraestructura existente. Los algoritmos de control de proceso avanzarán en sofisticación, y la próxima generación de sistemas verá controles de autoconocimiento y sensores que incorporará inteligencia artificial (definida como capaz de ofrecer funciones cognitivas y de memoria, resiliencia, conciencia de su entorno, emplazamiento en el contexto del proceso, etcétera) destinada a desarrollar estrategias de control avanzado.

La computación en nube tendrá su lugar en la próxima generación de DCS/SCADA, aun cuando la extensión y el balance entre lo virtual y el mundo del hardware/software sean desconocidos y controversiales.

Salas de control con foco en el operador

La tendencia a la centralización de la sala de control lejos del área de proceso parece seguir, mientras que se buscarán mayores niveles de atención, conocimiento y salud del operador.

Un entorno de video galería, donde los operadores están sentados durante gran parte de su turno mirando video pantallas, puede conllevar a problemas de salud. Ya existen butacas que se ajustan automáticamente al físico del operador con censado biométrico que, en el futuro, podrán monitorear su salud y el nivel de atención.

También hay disponibles consolas de DCS con dos posiciones que se adaptan al operador al momento de sentarse o pararse, con una fácil transición entre las dos configuraciones.

El censado biométrico servirá para brindar seguridad y permitirá que la



sala de control se adapte a las personas que se encuentran normalmente allí.

Un tema que recibirá mayor atención es la inteligencia ambiental, con sistemas electrónicos y entornos sensibles capaces de responder a la presencia de personas.

Displays que se expanden y facilitan la colaboración

Nuestros *displays* serán cada vez de mayor tamaño y, en algunos casos, curvos, con una mejor definición para

desplegar mayor cantidad de datos con una mejor resolución, también se los podrá ver desde una mayor distancia. Será posible mostrar más cosas, además de gráficos de procesos físicos y basados en P&ID, lo que les permitirá a los operadores abordar Big Data y situaciones anormales al disponer de un rápido acceso a información sin tener que navegar por distintas pantallas para conocer mejor la situación.

Es razonable suponer que los operadores podrán interactuar con el sistema de control con el habla (utilizando un procesamiento lingüístico natural de idioma y tecnología





ELEGIR AL LÍDER EN SEGURIDAD ES UN BUEN NEGOCIO




Sensormatic

KANTECH

DSC

SCOTT
SAFETY

SOFTWARE HOUSE

 American Dynamics



A Tyco Business

- Proyectos llave en mano
 - Servicios a medida
 - Ingeniería de detalle
 - Jefatura de Obra
 - Planos
- Asesoría en seguridad
 - Especificación de producto
 - Auditoría y control de instalaciones según normativa vigente



Bluetooth), y también con el empleo de ademanes, movimientos táctiles y el tradicional puntero y teclado.

Las nubes trabajan mejor con niebla

La computación en nube se refiere a servidores virtuales remotos, basados en Internet pública o en una intranet privada, donde pueden residir el software y los datos de aplicaciones en lugar de residir en computadoras locales. Estas aplicaciones pueden compartir recursos y proveer redundancia (dedicada o en el momento). Algo de esto representa la virtualización del hardware local, por ejemplo funciones de control en la nube mientras la E/S es local. La computación en nube para control de procesos podría contener las aplicaciones de control de procesos, alguna otra funcionalidad de control virtualizada y los datos residentes en la nube.

Aspectos como la privacidad, la seguridad y la confiabilidad quizás retarden la adopción de esta tecnología, incluso en nubes locales. Pero, de cualquier forma, es probable que la nube sea la clave para la nueva generación de DCS/SCADA. La planta y su lado IT corporativo quizás adopten este concepto mucho antes que las personas de control.

Nuestra capacidad de almacenar información también ha crecido en forma exponencial y el costo de la memoria ha bajado tremendamente. En 2004, el costo de un megabyte de almacenamiento fue de 17,5 centavos de dólar; y en 2014, este costo fue de 0,85 centavos de dólar. La Ley de Moore predice que los costos de memoria seguirán bajando.

Por su parte, uno de los corolarios de la Ley de Parkinson señala que “los datos se expanden para llenar el espacio disponible para el almacena-

je”. Los sensores se vuelven cada vez más pervasivos, más económicos, y también más inteligentes, ofreciendo así mayor cantidad de datos. La comunicación por buses digitales será la norma incluso en los sistemas existentes. La tecnología *wireless* está en expansión y permite emplazar los instrumentos en muchos lugares hasta ahora indisponibles, alimentados por baterías o por medio de energía recolectada del entorno.

No podemos dejar afuera los elementos finales, donde ahora hay



¿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

OPIONA CENTRAL:

Av. JULIO SALTO, CHACRA N° 2
CIPOLLETTI - RÍO 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

disponibles un mayor número de datos de diagnóstico y donde aparece el problema de la inundación de datos. Por ejemplo, en una planta con 300 tags, donde cada uno está transmitiendo una sola medición por segundo, genera más de 9.000 millones de puntos de datos en un año. Para el operador, ingeniero, gerente o sistema de control, tener los datos que les permita tomar decisiones es bueno y deseable, pero no tanto, porque con este gran flujo de datos, si bien hay abundancia de datos, la información es pobre. Incluso podemos quedar fácilmente aplastados por la cantidad, la velocidad, el ruido y la incertidumbre de los datos. Es algo parecido al cuento del perro que persigue coches... ¿Qué pasaría si llegara a atrapar alguno? Es posible que estemos ante una situación similar.

Y es allí donde aparece la nube y la analítica de datos. La definición común de computación en nube, usando una red de servidores remotos en Internet, es demasiado escasa para las industrias de procesos, que son rea-

cias a usar Internet para almacenar información propietaria de la compañía y donde temas como ciberseguridad, confiabilidad y responsabilidad tienen una gran importancia. Al respecto, la configuración más probable es semejante a un día nublado, donde múltiples nubes externas usan Internet pública; nubes corporativas privadas usan las intranets de la compañía; y nubes de planta locales, donde cada una aporta funciones de computación en nube a su nivel, comparten aplicaciones, computación y recursos de memoria según la necesidad para realizar la analítica de datos a pedido y en forma dinámica.

Al respecto, más que la nube de la computación comercial, la industria prefiere un grupo de nubes privadas corporativas con una capa de 'niebla' cerca de los sistemas de control e instrumentación locales para garantizar velocidad, soportar movilidad y permitir el control local. Sería una capa de baja latencia con conocimiento de la ubicación, una amplia distribución

geográfica, movilidad, un número muy grande de nodos, un acceso *wireless* predominante, una fuerte presencia de *streaming* y aplicaciones de tiempo real y heterogeneidad.

La analítica de datos lista para entrar en acción

La analítica de datos es la ciencia de examinar o analizar grandes, pequeñas o escasas cantidades de datos en bruto con el propósito de extraer conclusiones, encontrar relaciones y convertir los datos en información útil.

La minería de datos es un ejemplo de analítica. La analítica predictiva de datos extrae información de grandes conjuntos de datos existentes para determinar patrones y predecir futuros resultados y tendencias.

La analítica de datos se podrá usar para tener *Big Data* en la niebla y/o nube y extraer información útil para operadores de planta, ingenieros,

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.antareshaviera.com

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



Inteligencia artificial más allá de Siri

Estamos cada vez más familiarizados con la inteligencia artificial en forma de asistentes personales virtuales inteligentes (SVPAs, según sus siglas en inglés), que ingresaron en el mercado en 2013. Ejemplos son Siri de Apple y Cortana de Microsoft que pueden realizar tareas o servicios para una persona. En control de procesos, los SVPAs de los operadores serán más sofisticados, con un entendimiento inherente del proceso, el contexto operativo, el entorno del operador (usando la base de datos históricos de una planta), las preferencias y prácticas del operador, el análisis de datos, un razonamiento basado en casos y la capacidad de aprender y recordar.

supervisores y gerentes, como así también a nivel de empresa. La analítica de datos también se podrá utilizar para analizar video con fines de seguridad, en operaciones colaborativas y como soporte de aplicaciones de inteligencia artificial y consultoría de operadores online y personales.

La analítica de datos ya está disponible, pero es dable esperar un uso más amplio cuando la inundación de datos supere la capacidad de los sistemas existentes. Una vez que la analítica de datos haya masajeado, manipulado y digerido los datos, y analizado, cotejado y organizado la información, se la presenta al operador u otro personal de planta usando gráficos y herramientas de visualización. La velocidad de procesamiento será un factor clave allí donde se necesite información en tiempo real.



ENARSA *Energía con inclusión social.*
www.enarsa.com.ar

GNEA GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO

tenemos patria
Presidencia de la Nación

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)

Es razonable esperar que un operador pueda tener un tal asistente personal móvil, como así también consultores digitales de planta más sofisticados, con más capacidad; y una mayor base de conocimiento, todo conectado por medio de la nube o niebla local.

La inteligencia artificial (AI, según sus siglas en inglés) será utilizada cada vez más en el mundo del control de procesos. Actualmente tiene un uso limitado, debido a fallas del pasado y problemas de soporte, aunque el soporte seguirá siendo un problema también en el futuro. Algo de control multivariable con modelos predictivos podría tener un modelo basado en AI o usar AI para recolectar datos destinados a la construcción de un modelo dinámico.

Se seguirá usando lógica *fuzzy* y el futuro verá sensores con auto-conocimiento y sistemas de control capaces de determinar su relación con las variables y los lazos de control, comprender los efectos de las perturbaciones, estar orientados a objetivos, descubrir y analizar patrones, razonar en base a casos, conocer el pasado y proyectar el futuro igual a cómo lo hace un ser humano.

Más ayuda para los operadores

Muchas personas creen que el operador es el eslabón más débil en el sistema de control, esto en definitiva es otra forma de decir que el factor humano es el eslabón más débil de todo el sistema. Al respecto, Warren G. Bennis (1925-2014) pensaba que “la fábrica del futuro solo tendrá dos empleados: un hombre y un perro. El hombre estará allí para alimentar al perro. El perro estará allí para evitar que el hombre tocara los equipos”. Es indudable que el rol del operador disminuirá en el futuro cercano o inmediato, por lo que es el principal elemento que ofrecerá resiliencia (flexibilidad) en el sistema, si bien la tendencia a largo plazo es esta.

Poder computacional y memoria de muy bajo costo, junto a avances en la tecnología de la computación, han hecho que la realidad virtual sea técnicamente factible. Pero no parece razonable que los operadores porten gafas de medio kilo durante un día



entero y vivir en un mundo virtual (aun cuando las gafas tengan cámaras que le permitan al operador ‘ver a través’ del mundo real). Quizás haya actividades de corto plazo donde la realidad virtual sea ideal, por ejemplo en tareas colaborativas de ingeniería o con personas que se encuentren en ubicaciones remotas, durante visualización de datos o al interactuar con objetos virtuales dentro de los sistemas de control.

La nueva tecnología *Google Glass* es una forma de realidad aumentada donde se consolida la vista de un entorno físico del mundo real por medio de una entrada sensorica generada por computadora, por ejemplo texto, sonido, video o gráficos, que aporta información adicional.

Microsoft anunció recientemente su respuesta a *Google Glass*, denominada *HoloLens*, que irá junto con Windows 10. Se trata de gafas de realidad aumentada que mezclan el mundo físico con la realidad virtual, proyectando hologramas en la vista del espacio físico real que tiene el usuario, y le permite al operador manipularlos mediante gestos, la voz o miradas. Los hologramas pueden ser de objetos tridimensionales, un espacio físico virtual o *displays* de operador.

Este dispositivo tiene el potencial de revolucionar la interface de operador, ya que ofrece visualización de datos y un entorno operativo colaborativo para operadores, ingenieros y expertos, y también para terceros y proveedores. Permitirá que ingeniería y mantenimiento puedan acceder fácilmente a esquemas, manuales de equipos y especificaciones, recibir asistencia de terceros o proveedores en la resolución de problemas y reparación, visualizar actividades de diseño y realizar tareas de diseño virtual y modelado. Es poco probable que los *displays* estándar se vean reemplazados por *HoloLens*, pero la tecnología ayudará a los operadores a abordar Big Data, alternando visualización de datos de proceso, virtualización, video datos y colaboración.

Sistemas de seguridad para ser proactivos

Los sistemas de seguridad de hoy en día suelen ser reactivos, basados en restricciones de operación seguras;

demsa

www.grupocyd.com.ar

Su tranquilidad es
nuestra responsabilidad

Espumas sintéticas AFFF y AR- AFFF

En proceso de certificación UL-162

Laboratorio de análisis de agentes extintores
Tecnología de punta para su seguridad



www.demsa.com.ar - www.cenae.com.ar

por ejemplo, reaccionan cuando una variable o una condición alcanza un punto crítico.

En el futuro, crecerá el uso de sistemas de seguridad predictivos (anticipatorios) para complementar el sistema reactivo. Estos sistemas podrían estar basados en hardware/software o podrían ser virtuales. Serán capaces de tener en cuenta un mayor rango de variables, sus propiedades y la historia de la planta para detectar fallas emergentes y desarrollar patrones y condiciones que permitirán seguir y

predecir peligros en desarrollo antes de que se llegue al límite crítico del sistema de seguridad reactivo.

Se podrá usar analítica de datos predictiva e inteligencia artificial, por ejemplo sistemas expertos y redes neuronales artificiales (ANN, según siglas en inglés), para captar condiciones incipientes y degradadas, y alertar al operador acerca de peligros en desarrollo. Los sistemas serán capaces de detectar equipos de proceso degradados o condiciones operativas que podrían acercar el proceso a la línea de restricciones



operativas seguras, enviándole al operador una alerta temprana.

La analítica de datos se podrá usar para identificar dinámicamente, online y en tiempo real, el momento en que un sistema se acerca al punto cúlpe de un incidente, algo muy parecido a cómo un controlador de purga identifica el acercamiento a la línea de purga.

Ciberseguridad

El crecimiento de nuevos sistemas de control se verá restringido por los problemas de ciberseguridad. Los usuarios esperan que la ciberseguridad esté ya incorporada, no agregada a posteriori. Si bien seguirá reteniendo su naturaleza reactiva, la ciberseguridad también será predictiva, en base a inteligencia artificial. Además utilizará analítica de datos, razonamiento basado en casos, funcionalidades cognitivas y otras metodologías AI para impedir el acceso, detectar, bloquear o eliminar intrusos, aprender de sus errores y de los errores de los demás, encontrar vulnerabilidades del sistema y eliminar o trabar intrusos.

Es difícil predecir el futuro, pero es claro que surgen distintas tecnologías emergentes, como la realidad aumentada y virtual, la inteligencia artificial, la computación en nube o niebla y la analítica de datos y predictiva, que seguramente impondrán cambios en la industria. ■

Victor Marinescu es director de la revista *Instrumentación & Control Automático* y cofundador de ISA Argentina (*International Society of Automation*).



Tel.: (+54 299) 4895323 / Fax: (+54 299) 4895933 - (CP 8309)
Email: operaciones@servoteclda.com.ar - Web: www.servoteclda.com.ar
José Franco s/n - Parque Industrial Centenario - Neuquén - Argentina

Nueva línea de Colgadores de coiled tubing

Colgador Recuperable
de coiled tubing para operaciones de

velocity string

la solución definitiva para
incrementar su producción

PATENTE PENDIENTE

Ventajas:

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

TACKER
solutions

www.tackertools.com

ventas@tackertools.com

ORIGEN CENTRAL:

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

BASES DE OPERACIONES EN:

RINCÓN DE LOS SAUCES
COMODORO RIVADAVIA
PICO TRUNCADO

VENEZUELA
MÉXICO
COLOMBIA

EE.UU.
GUATEMALA
BRASIL

Las nuevas tecnologías que pueden modificar la industria del petróleo y del gas

Por Lic. y Cdra. Roxana A. Pallares



Los procesos de toda la cadena de producción de hidrocarburos han ido incorporando cambios tecnológicos que han sumado eficiencia, eficacia y seguridad, y cuyo primer objetivo es la preservación del ambiente.

La tecnología viene modificando a la industria petrolera desde hace años. Los avances tecnológicos de las últimas décadas han producido cambios importantes en la exploración, en el desarrollo y en la producción. La tecnología transformó los procesos, haciéndolos más eficientes, eficaces, seguros y más cuidadosos del medioambiente.

El cambio tecnológico no ocurrió solo en las técnicas de fracturación hidráulica (*fracking* en inglés) y en la perforación horizontal que han dado lugar a la revolución de los desarrollos no convencionales (*shale* y *tight*) tan en boga en los últimos años; sino que también se ha producido en materia de perforación en aguas profundas y ultra profundas y en las técnicas de recuperación terciaria que elevan el porcentaje de las reservas que se pueden extraer de los reservorios convencionales.

Desde junio de 2014 hasta la fecha el precio del barril de petróleo ha caído considerablemente, llegando a menos de USD 45 el barril (el precio más bajo en cinco años y medio). Sus principales causas son la sobreoferta de crudo existente (con producción, reservas e inventarios récord de la O.P.E.C. y los Estados Unidos); y la caída de la demanda (debido a que la economía mundial no logra despegar y la economía China, uno de los principales consumidores de petróleo, se desacelera, creciendo a un menor ritmo en décadas).

La oferta actual también es afectada por cambios geopolíticos, como el reciente acuerdo nuclear con Irán y el regreso de sus exportaciones de petróleo al mercado; y la apertura de nuevos mercados, como el de México, en donde cambios constitucionales dan vía libre a la reapertura del sector energético luego de 76 años de monopolio estatal.

En el mundo, gracias a los avances tecnológicos que se dan en todas las industrias, cada vez se producen más bienes y servicios con menos energía. Después de la crisis del petróleo de 1973, los países desarrollados redujeron el consumo de energía en un 20% debido a mayor eficiencia. Esta tendencia está reforzada por el crecimiento del uso de nuevas fuentes, como las energías hidráulica, nuclear y renovables.

Las nuevas generaciones imponen nuevas condiciones. El mayor desafío de la “generación Y” (también conocida como Generación del Milenio o *Millennials*, aquellos nacidos entre 1982 y 1994) es la creación de un mundo sustentable para el medio ambiente y próspero para todos los seres humanos, usando para ello energías limpias y renovables.



Estas circunstancias conducen a que se modifique radicalmente el entorno donde las empresas deben operar. Por eso, las empresas del mercado de petróleo y gas deberán redefinir sus estrategias para poder ser más competitivas y sobrevivir en el mundo futuro. ¿Podrá la tecnología ayudarlas con técnicas más eficientes, menos costosas y más amigables con el medioambiente?

En el mundo de Internet existen nuevas tecnologías que impactarán la vida cotidiana en un futuro cercano.

En San Francisco se ha publicado una guía de consejos para empresarios que deseen construir grandes empresas con valor sostenible para la sociedad (*The Startup Guide*: www.startupguide.com/world/top-25-new-fields-for-millennials). En ella se definen las nuevas tecnologías que están surgiendo, y que se implantarán con fuerza a partir de este año y serán vitales en los años venideros. Entre otras innovaciones, la guía menciona las energías limpias, dispositivos conectados a la nube (conocido como “Internet de las cosas”), inteligencia artificial, robótica y los vehículos sin conductor.

En este artículo describiremos brevemente de qué se tratan estas nuevas tecnologías, cuáles son sus aportes a la industria del petróleo y gas, además presentaremos algunas de las aplicaciones más avanzadas y trataremos de dilucidar sin son una solución al futuro de la economía de hidrocarburos.

Nuevas tecnologías que impactarán en la vida cotidiana del futuro cercano

A continuación describiremos brevemente algunas de las tecnologías incluidas en *The Startup Guide* con mayor implicancia en la industria del petróleo y gas.

1. **Energías limpias:** tipo de energía que se produce sin ninguna clase de residuos tóxicos que dañe el medioambiente. Las fuentes de energía limpia comúnmente utilizadas son la energía geotérmica (que utiliza el calor interno de nuestro planeta), la energía eólica, la energía hidroeléctrica y la energía solar. No todas las energías renovables son limpias; por ejemplo, no son limpias las que implican la combustión de biomásas o biocombustibles (aunque el balance de gases de efecto invernadero casi se compense, siempre se emitirá algo de óxidos de azufre y de nitrógeno). El gas natural es otro ejemplo de energía limpia, pero no es una energía renovable.
2. **Robótica:** rama de la tecnología que se dedica al diseño, la construcción, la operación, la disposición estructural, la manufactura y la aplicación de robots que puedan sustituir al ser humano en actividades repetitivas o peligrosas. La revolución de los robots viene en marcha. Hay un gran potencial para ellos en una economía en donde el envejecimiento de la población y la urbanización son las tendencias sociales del futuro. Ya hablamos en un artículo anterior sobre cuáles son y cuáles pueden ser sus aportes a la industria del petróleo y gas (Ver “Robots en la industria del petróleo y gas”, *Petrotecnia*, octubre 2014).
3. **Vehículos sin conductor:** aquellos automóviles autónomos capaces de imitar las capacidades humanas de manejo y control. Son capaces de percibir el ambiente que los rodea y navegar en consecuencia. Distintas empresas, como Google, están trabajando en la construcción de un vehículo que se conduzca solo. Audi ya ha enviado un auto sin conductor desde el área de la bahía de San Francisco hasta Nueva York (ha realizado 5.400 km en 9 días). La tecnología 5G (que ya empieza



NOS GUSTA HACER
NUESTRO TRABAJO.
SABEMOS CÓMO
HACERLO.

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



a emerger de los laboratorios) permitirá que los vehículos se comuniquen entre sí para evitar accidentes. Una tecnología emparentada con esta es la tecnología de drones o vehículos aéreos no tripulados que ya están empezando a utilizarse en distintas industrias, entre ellas la industria de hidrocarburos.

4. **Dispositivos conectados en la nube:** “Internet de las cosas” es un concepto que se refiere a la interconexión digital de los objetos cotidianos con Internet. Es decir, poder conectar las cosas a la red. En el futuro, los chips y sensores conectados a la nube estarán en dispositivos de uso cotidianos. No van a ser solamente los televisores, las tablets y los teléfonos, también lo estarán el auto, la tostadora, la heladera, los marcapasos y hasta los juguetes. Empresas como Cisco, IBM e Intel apuestan a convertir este mercado en el de mayor venta a partir de 2020. La tecnología 5G posibilitará controlar en forma remota máquinas y hasta robot de trabajo.

Energías limpias

En medio del contexto actual, en el que el precio del barril de petróleo ha disminuido más de un 50% desde mediados de 2014, hay personas que piensan que el boom de las energías limpias ha llegado a su fin. Argumentan que el precio bajo del petróleo no incentivará a pagar un precio mayor por los vehículos eléctricos o a cambiar las usinas que funcionan con derivados del petróleo a plantas de energía solar.

La historia justifica este razonamiento. En los Estados Unidos se incrementó el uso de energías limpias durante la subida del precio del barril durante la década de los setenta, pero disminuyó durante el exceso de producción de los años ochenta.

Sin embargo, los defensores de las energías limpias sostienen que la baja del precio del petróleo no influenciará en el desarrollo de este tipo de tecnologías, especialmente en Estados Unidos.

El mayor competidor de la energía eólica y solar es el precio del gas, que se ha mantenido bajo a lo largo de los años; sin embargo, se ha mantenido el desarrollo y el consumo de las energías renovables. Adicionalmente, estos tipos de energías están basadas en la tecnología, y se sabe que esta tiende a disminuir su precio y ser más eficiente con el paso del tiempo. Desde 2009 el precio de un módulo fotovoltaico solar estándar ha disminuido un 75%.

En California (Estados Unidos) es común ver paneles solares en los techos de las casas, que solo utilizan energía solar para su funcionamiento. Las empresas proveedoras ofrecen los paneles con costo inicial cero, y ofrecen pagarlos en cuotas similares al precio que cuesta la energía eléctrica. Claro que en pocos años los paneles se completan de pagar y el costo de energía desaparece del presupuesto familiar. De hecho, muchos venden el sobrante de energía al sistema eléctrico y obtienen dinero adicional.

En el nivel gubernamental, en los estados y el gobierno federal de los Estados Unidos está creciendo el uso de este tipo de energías, especialmente en California que ha sido históricamente líder en inversiones en energía limpia. El gobernador local ha presentado un proyecto a la legislatura para que en 2030, la mitad de la energía de todos los servicios públicos del estado provenga de fuentes limpias y renovables, como la eólica, la solar, la geotérmica y la bioenergía. La meta actual es de un tercio para 2020.

Hoy en día, California está generando electricidad a partir de fuentes renovables para alimentar a más de cinco millones de hogares, y se espera que ese número se duplique en 2020. Desde 2002 cerca de 200 nuevos proyectos de generación de energías renovables se han construido en el interior del estado.

Actualmente están trabajando en tecnologías para almacenar la energía limpia que producen y entregarla cuando sea necesario. Las empresas experimentan con baterías y tanques de aire comprimido gigantes en la búsqueda de la mejor manera de mantener una carga eléctrica y responder rápidamente a los cambios en la alimentación y la demanda; también se está desarrollando la oportunidad de exportar a estados vecinos.

Asimismo, entendemos que se podría llegar a disminuir el uso de energías renovables en países en desarrollo, donde será más difícil argumentar sus beneficios *versus* un petróleo barato.

Aunque, en la actualidad, la proporción de las energías renovables en el total de la oferta energética global es muy pequeña, las empresas productoras de petróleo y gas no deben despreciar a este competidor. Sería un grave error. Si bien las empresas reconocen la tendencia ascendente en la participación de los renovables en la oferta, un cambio tipo *break-through* (tan común en la historia del desarrollo tecnológico) podría tener un impacto demoledor.



DRILLMEC
DRILLING TECHNOLOGIES

Nuestros Productos

● Oil & Gas (Onshore - Offshore):

- ▶ Convencionales (Tiro Triple)
- ▶ Hidráulicos (Serie HH)
- ▶ Workovers
- ▶ Pulling
- ▶ Walking System
- ▶ Skidding System
- ▶ Equipos para Pozos de Agua
- ▶ Geotermia

*THE CORE
OF DRILLING
INNOVATION*

● Equipamiento

- ▶ Bombas de Lodo
- ▶ Top Drives
- ▶ Drawworks
- ▶ Man Handling Tools

● Servicios



Bernardo de Irigoyen 308 , Piso 10 - Buenos Aires , República Argentina.
Main: +54 11 4120-3400 | Fax: +54 11 41203451 www.drillmec.com

Nuevas tecnologías en la industria del petróleo y gas

Existen varias oportunidades de mejora donde estas nuevas tecnologías pueden hacer importantes aportes; por ejemplo:

- Detectar fugas en forma temprana, que permite disminuir las pérdidas de operación y los problemas sociales y ecológicos que se generan en la comunidad.
- Tener sistemas de video de vigilancia analíticos, que permitan visualizar en forma temprana atentados o anomalías en las tuberías de transporte de petróleo o gas.
- Recolectar, guardar y compartir datos con analistas y expertos remotos, mediante sensores inalámbricos instalados en los oleoductos.
- Aumentar la producción de los pozos a través del monitoreo continuo del ambiente que los rodea y del desempeño de los equipos.
- Acceder a zonas inaccesibles en búsqueda de nuevas reservas.

A continuación veremos algunos proyectos y aplicaciones actuales con los cuales estas nuevas tecnologías permitirán que la industria del petróleo y gas evolucione en los próximos años.

Drones

Los drones no son una tendencia nueva, aunque todavía la mayoría de los gobiernos no hayan legislado y regulado sobre la materia. En los próximos años, este tipo de vehículos no tripulados podrán entregar pizzas, productos comprados por Internet o medicamentos.

Empresas de todo el mundo están descubriendo los beneficios y los desafíos de integrar este tipo de tecnología a sus negocios. Su capacidad para aumentar la eficiencia, reducir riesgos y costos impulsa su rápido crecimiento.

A futuro, el uso de estos dispositivos se expandirá más allá del entretenimiento, la seguridad y la agricultura. Se estima que para 2025 los drones que se utilizan en la agricultura en tareas, como vigilancia de campos, riego o mapeo de hectáreas alcanzarán los 350 millones de dólares y que la venta de drones no militares podrían superar los 25 millones de unidades.

Se estima que a partir del año próximo comenzará la adopción masiva de los drones en el uso civil, a medida que se reduzcan los costos de los equipos y se mejoren su alcance y control. Cada vez más empresas de petróleo y gas exploran las distintas posibilidades que esta tecnología puede aportar. Asimismo, los fabricantes de drones adaptan sus estrategias para capturar las oportunidades que el mercado energético puede ofrecerles. Para su desarrollo es necesario que los gobiernos legislen y regulen su uso.

Los drones son herramientas para recopilar datos y, en muchos casos, de manera más eficiente y rápida que con otros métodos. Su implementación en la industria del petróleo y gas dependerá de la medida en que las empresas decidan recolectar datos y cómo transformar esos datos en información procesable.

A continuación veremos algunos ejemplos de los usos que los drones tienen en distintos aspectos de la industria de los hidrocarburos.

• Monitoreo e inspección

Una de las primeras aplicaciones de los drones en la industria es en la vigilancia de oleoductos y gasoductos, con resultados más económicos y eficientes que los métodos tradicionales.

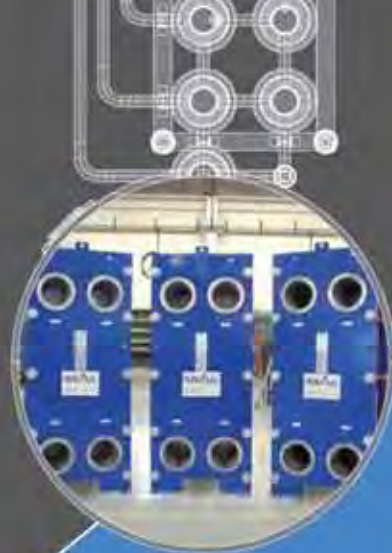
MMC Ventures, una firma de capital de riesgo inglesa, considera que los drones son el futuro de la industria, por eso invertirá varios millones de dólares en la compañía británica Sky-Futures, que utiliza drones para monitorizar e inspeccionar instalaciones de extracción de petróleo y gas.

La Administración Federal de Aviación de Estados Unidos recientemente autorizó a la petrolera BP a utilizar drones en el patrullaje de los oleoductos de su alejado yacimiento Prudhoe Bay, al norte de Alaska, en pleno Océano Ártico. Se trata de una zona con poca población cercana y poco tráfico aéreo, un lugar donde las inundaciones, desintegraciones de hielo y témpanos de hielo cambian constantemente la topografía, donde el uso de otros métodos de supervisión son difíciles y costosos.

BP utiliza estos vehículos no tripulados para monitorear carreteras, oleoductos e infraestructura, y optimizar el mantenimiento de las mismas. Los drones proporcionan fotografías, modelos en 3D de las infraestructuras y mediciones volumétricas y análisis topográficos, ayudando a prevenir, con antelación, averías.

La aprobación por parte de la Administración Federal de Aviación estadounidense representa un gran avance para la industria del petróleo y gas de Alaska, que enfrenta enormes desafíos para supervisar los ductos y pozos





ARAX®
Intercambiadores de Calor de Placas y Juntas, Soldados y Semisoldados

Sistemas Recuperativos de gran intercambio para gas/gas y gas/aire



Intercambiadores de Casco y Tubo, Aeroenfriadores y Condensadores de Superficie



Intercambiadores de Placas soldadas con acceso posible, versátil y eficiente



Intercambiadores de Casco y Placas Soldadas, robusto, compacto, eficiente



Intercambiadores de Placas soldadas con pasaje tubular para grandes caudales



La excelencia en cada detalle.

Cada día se hace más necesario pensar en optimizar los recursos utilizados en las plantas para lograr una producción cada vez más eficiente y rentable. Nosotros no somos únicamente un proveedor de equipamiento sino que además brindamos soluciones concretas, modernas e inteligentes. Para cada etapa del proceso en el que se requiera intercambio de calor podemos ofrecerle un equipo diseñado y adaptado para el uso en cuestión. Nuestros intercambiadores de calor son robustos, versátiles y confiables, a la vez que brindan un excelente desempeño y son aptos para su uso con medios agresivos. Todo esto sumado a nuestra amplia experiencia junto a un asesoramiento profesional, le pueden brindar un gran valor agregado a su proceso.



Edelflex S.A.
Av. Gral. Belgrano 2487 B1611DVD
Don Torcuato - Buenos Aires - Argentina
Tel.: +54 11 4727-2000 / Fax: +54 11 4727-2200

www.edelflex.com

edelflex

ubicados en una región inmensa donde la temperatura promedio es de -25°C .

ExxonMobil y otras grandes compañías de la industria también utilizan robots aéreos para examinar refinerías e instalaciones en mar abierto. Los drones llevan a cabo tareas que deberían realizar operarios. Resulta mucho más seguro enviar estos dispositivos (en vez de personas) a una plataforma que, en general, son altamente riesgosa.

Los drones pueden ser utilizados para el monitoreo de instalaciones en zonas donde existen grupos armados o milicias que amenazan la seguridad de los operarios, como en el delta de Nigeria donde los ataques y los secuestros son habituales.

• **Detección y localización de fugas**

Los trabajos realizados en la industria por drones en el monitoreo a pequeña escala de tuberías, inspección de infraestructura crítica y cartografía geológica han estimulado el desarrollo continuo y la miniaturización de los sensores de imagen de alta definición. Sin embargo, existen oportunidades de mejora para recopilar otros tipos de datos.

Un área de interés puede ser la detección y la localización de metano, alrededor de pozos de gas no convencional y en yacimientos de petróleo. Los métodos utilizados actualmente para la topografía, la detección y la localización de fugas a veces son demasiados ineficientes y costosos, y dejan fugas sin reparar.

Un reto permanente en la lucha contra esas filtraciones es la búsqueda de un método económico y eficiente para detectar y localizar con precisión fugas para su reparación oportuna. Durante mucho tiempo, las empresas han invertido en detectores móviles que le permitan identificar y reparar las fugas proactivamente. Estos sistemas de detección actualmente se basan en vehículos, por lo cual están limitados a las áreas a las que pueden acceder y por el costo de mantenimiento. Hasta el momento, el tamaño y el poder de la mayoría de los drones no han posibilitado su integración con los detectores móviles a precios económicamente viables.

Recientemente, el NASA's Jet Propulsion Laboratory (en adelante JPL) ha presentado una solución a este problema: un sensor de gas metano construido para el Mars Rover (el robot del tamaño de un auto que está explorando Marte).

En su búsqueda para encontrar aplicaciones comerciales a esta tecnología, el JPL ha llevado a cabo varios proyectos que se podrían aplicar en la industria del petróleo y el gas. Uno de esos proyectos se denomina "Indago". Con un peso menor a 2,5 kg, Indago puede orbitar durante casi una hora, volar manualmente como un helicóptero a control remoto y operar de forma totalmente autónoma. Actualmente JPL, junto con Chevron Energy Technology Company y Los Alamos National Laboratory, está probando su viabilidad y la utilidad del sensor de gas metano en el Rocky Mountain Oil Testing Center (RMOTC). Durante las pruebas se ha demostrado que se podría recibir datos de sensibilidad para identificar y localizar fuentes de filtraciones de metano en tiempo real.

Así como JPL revolucionó la forma en que tomamos fotos por inventar el chip CMOS (el sensor que permite tomar imágenes digitales) pueden estar a punto de revolucionar la forma en que la industria del petróleo y el gas determinan y localizan las fugas.

• **Exploración**

En Noruega se están utilizando drones para apoyar la búsqueda de yacimientos de petróleo en mar y tierra. Para ello se utiliza un dispositivo provisto de distintos tipos de sensores, como cámaras de alta definición, sensores de infrarrojos, escáner y otros, para elaborar mapas geográficos y geológicos del paisaje noruego visto desde arriba. Dada la variedad de geografía que tiene este país, resulta muy complejo hacer este tipo de trabajos al nivel de la tierra.

Los drones pueden realizar las mismas tareas que realizaban los helicópteros con un costo mucho menor, alcanzan rápidamente grandes alturas y llegan a zonas inaccesibles. Se generan mapas 3D del terreno, que pueden ser integrados con datos de estudios sismológicos y geológicos para producir fotos tridimensionales de la corteza de la tierra, mostrándole a los geólogos donde hay probabilidades de encontrar petróleo escondido en la tierra o en el lecho marino.

• **Control gubernamental**

La Secretaría de Energía de la provincia de Río Negro de la Argentina ha comenzado el año pasado con las primeras pruebas de inspecciones con drones; estos permiten

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**



ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
OHSAS 18001:2007



MÁS DE 30 AÑOS
AL SERVICIO DEL PAÍS

CON LA CONSTRUCCION DE TANQUES
DE ALMACENAJE API



SOCIEDAD ANONIMA

www.vitucci.com.ar | vitucci@vitucci.com.ar

capturar registros fotográficos de alta definición de amplias zonas, imágenes térmicas y hasta de emanación de gases para controlar fugas.

El objetivo es controlar el avance de las remediaciones ambientales exigidas por el gobierno, así como el desempeño general de los yacimientos. Se obtienen información de relevancia sobre la performance de las empresas en momentos de renegociación de los contratos petroleros.

• Internet de las cosas

Los recursos no renovables cambiaron la industria del petróleo. La exploración y la explotación de los reservorios de gas y petróleo requieren nuevos sensores, análisis y procesos. Los sistemas requieren mejor conexión, monitoreo, control y procesos automatizados. Anteriores tecnologías limitaban la rapidez y no proporcionaban una confiable integridad entre los yacimientos y los sistemas informáticos. "Internet de las cosas" representa una gran oportunidad de innovación en la industria en este sentido.

Muchas compañías están transformando sus infraestructuras para tomar ventajas de lo que esta nueva tecnología puede aportar: automatización de procesos, conectividad segura, una mayor potencia de procesamiento y una mayor capacidad de detección.

Actualmente también se habla de "Internet de todo" donde se considera que además de conectar cosas, es necesario conectar personas, procesos y datos, porque conectar las cosas por el simple hecho de conectarlas no agrega valor, pero si esas cosas se conectan para entregar la información adecuada, a la persona o a la máquina correcta, en el momento oportuno, que les permita tomar decisiones de impacto al negocio, la visión se amplía notablemente.

Con sensores, software y la nube, los distintos equipos y dispositivos pueden conectarse entre sí, proporcionando un importante flujo de datos que permite analizar y tomar decisiones en tiempo real, mejorando así la productividad y la competitividad de la compañía.

Se estima que para 2020 habrá más de 50 millones de dispositivos conectados en la red, actualmente son 12 millones. 2008 marcó un punto de quiebre porque fue el año en el que hubo más dispositivos conectados a la red que personas en el planeta tierra.

La industria del petróleo y gas es un sector de bastante complejidad e impacto para el mundo, principalmente por



una demanda energética que crece día a día, grandes y dispersas geografías de operación, ambientes de trabajo peligroso, operaciones complejas, y altos costos de operación. En este contexto, Internet de todo puede proveer varias oportunidades de mejora para que la industria evolucione de manera significativa en los años siguientes.

Veamos cómo se está aplicando este concepto en la industria.

• Accidentes o catástrofes humanas

Uno de los desafíos más importantes para las empresas de la industria de hidrocarburos es la seguridad: evitar accidentes, daños al medioambiente y brindar seguridad a sus empleados en los yacimientos; y en el caso de que sucedan, remediarlos con las mínimas consecuencias. "Internet de las cosas" podría ayudar a reducir los accidentes.

Actualmente, un grupo de investigadores está trabajando en un proyecto que permita diseñar un sistema de colaboración que utilice todos los dispositivos que se puedan conectar a la web y acelerar la ayuda en caso de accidentes o catástrofes humanas. El objetivo es actuar rápidamente en aquellos incidentes que requieran la intervención de varios actores, como la policía, los bomberos, las ambulancias y defensa civil, entre otros actores.

La información puede provenir de las redes sociales, de cámaras de seguridad, de teléfonos inteligentes o de computadoras. Estas plataformas y dispositivos proveen información vital e instantánea, que se las puede procesar en un sistema unificado, permitiendo una mayor rapidez y eficiencia en la toma de decisiones y en las tareas de rescate lo que contribuiría a aumentar las posibilidades de salvar vidas y minimizar los impactos que pudieran ocasionar.

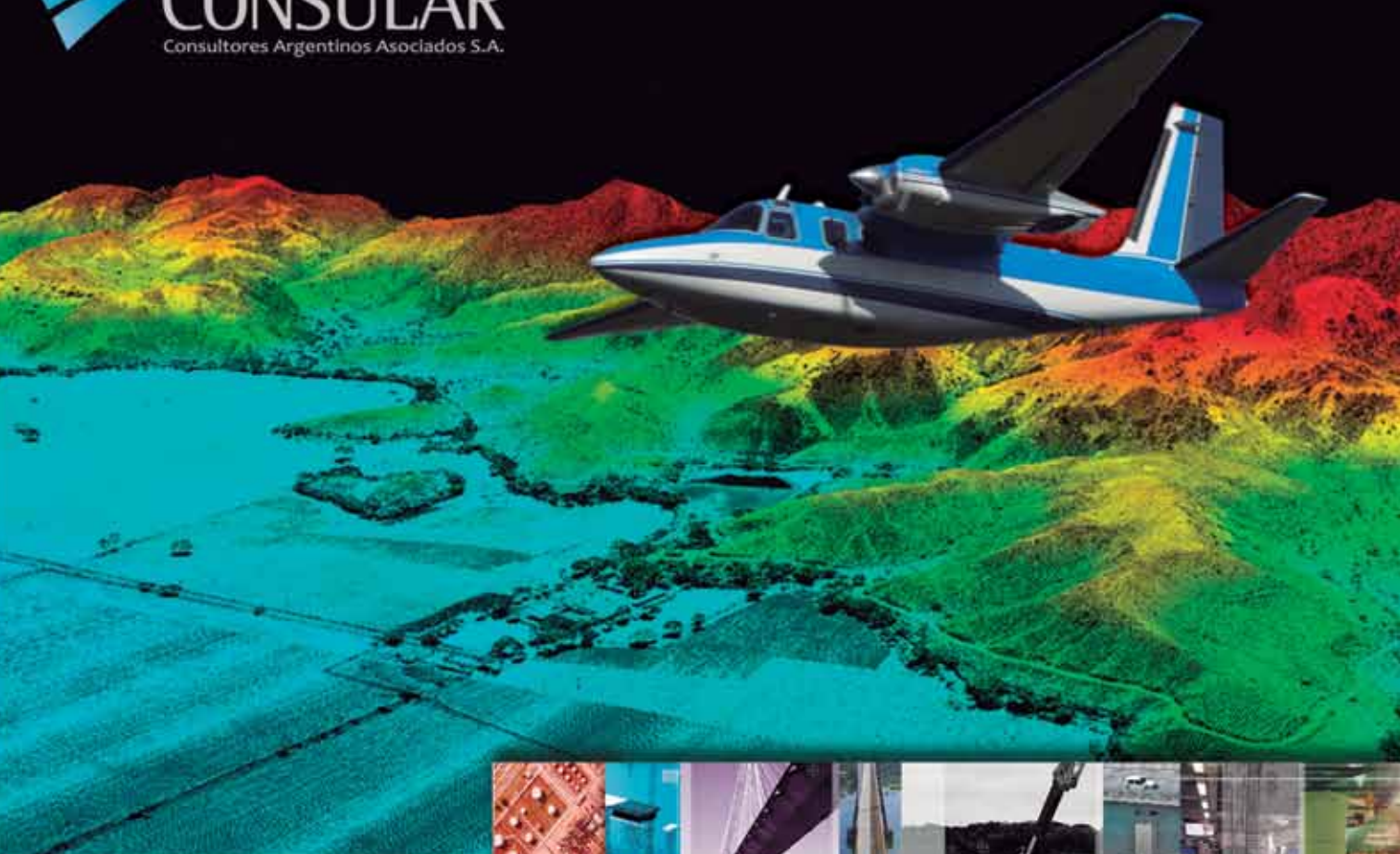
En esta misma línea de investigación, en España, la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT), en colaboración con las universidades de Oporto, Zagreb y Chipre, lidera el proyecto europeo *Underwater Robotics ready for Oil Spills* (URready4OS), con el objetivo de crear una flota de vehículos inteligentes de respuesta rápida para detectar pérdidas de petróleo en el mar.

Recientemente los investigadores acaban de finalizar en la Bahía de Split, en Croacia, un simulacro que consistió en verter en el mar un tinte inocuo de color rojo llamado rodamina que, simulando un vertido real, ha servido para probar los sensores de los vehículos submarinos y la capacidad de trabajo y comunicación entre los robots. El resultado ha sido positivo, todos los vehículos han funcionado perfectamente con los sensores que llevaban integrados, el protocolo de comunicación de los drones con las boyas y con los vehículos submarinos, el envío de los datos se realizó correctamente y en tiempo real. Adicionalmente se probó cambiar la misión de uno de los vehículos submarinos, es decir, que si solo uno de los vehículos detectaba la mancha, enviará la señal a la boya para que esta, a su vez, le mande una señal al vehículo perdido para que se dirigiera hacia la zona de la perdida.

La tecnología permitirá estar mejor preparados ante catástrofes, como la ocurrida en el Golfo de México y detectar las pérdidas que quedan por debajo del agua.

• Monitoreo de costos de bienes de capital

Para responder a la constante demanda de combustible y gasolina en el nivel mundial, las empresas petroleras



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



operan las 24 horas al día, desde algunas de las áreas más remotas del planeta a las más accesibles. Los equipos involucrados en extraerlo, movilizarlo, refinarlo y venderlo son costosos y provienen de diferentes proveedores.

Con tantas variables, encontrar una forma de monitorear estos costos de bienes de capital y utilizar esa información para mejorar la eficiencia, el desempeño, facilitar la innovación y mantener el flujo del combustible ha sido un gran reto para la industria del petróleo y el gas y una enorme oportunidad que no ha sido explotada. Gracias a los avances de “Internet de las cosas”, existen nuevas formas de inteligencia para transformar la cadena de suministro petrolera, incrementando la productividad global y competitividad que, en última instancia, se paga en el precio de la nafta.

Rockwell Automation es una empresa que ha dedicado años de investigación en el desarrollo de soluciones basadas en la nube, utilizando software, sensores y dispositivos para predecir fallas en equipos a lo largo de la cadena de suministro, hacer el seguimiento de su desempeño en tiempo real y ayudar a refinar diseños y procesos para prevenir contingencias en el futuro.

• **Mantener el flujo del crudo**

Ya sea en una plataforma de perforación en ultramar, la estación de servicio del barrio o en cualquiera de los miles de kilómetros que se encuentran intermedios, la empresa no solo se debe asegurar que el equipo opere correctamente, sino que debe llevar su propia reserva de datos y perforación a nuevas formas de valor que no habían anticipado.

Una sola falla en una bomba de una plataforma remota puede detener las operaciones y significar costos entre 100 y 300 mil dólares al día por pérdidas de producción. Para evitar este escenario, Rockwell Automation ha conectado

los variadores de velocidad eléctricos de las bombas a la nube, para que puedan ser monitoreadas de manera continua desde la sala de comando de la compañía a cientos de kilómetros de distancia, en Cleveland, Ohio.

Los sensores a través del sistema llevan los datos al *gateway* (es el dispositivo que permite interconectar redes de computadoras con protocolos y arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación) de control de Rockwell Automation, y de ahí a la nube de Microsoft Azure, donde son dispuestos para los ingenieros mediante tableros digitales. Esto provee información en tiempo real sobre el desempeño y el estado de los equipos (presión, temperatura, rangos de flujos y docenas de otros cálculos). No solo los ingenieros pueden analizar datos de los sensores en tiempo real y asegurarse de que los equipos funcionen dentro de sus parámetros específicos, sino que también el sistema puede alertarlos cuando se detecta un problema.

• **Estaciones de servicio más inteligentes**

Empresas petroleras han comenzado a instalar carriles de gas natural líquido en las estaciones de servicio, conectan y habilitan en la nube las nuevas bombas distribuidoras.

Aplicaciones de gateway de nube en cada estación recopilan datos y los envían de manera segura a la plataforma en la nube. Datos en tiempo real recolectados y almacenados de cientos de sensores, variadores de frecuencia y sistemas de control permiten a cada una de las partes interesadas, en toda la cadena de suministro, realizar su función de manera más eficiente. Proporcionan así informes del funcionamiento del equipo, inventario del combustible, tasas de consumo y datos analíticos para predecir cuándo es necesario hacer mantenimiento preventivo o reponer los suministros.

Los datos recolectados pueden facilitar el análisis predictivo a fin de anticipar de una forma mejor fallas inminentes y necesidades de mantenimiento. Los datos también pueden utilizarse para optimizar el diseño de las estaciones de gas y otros equipos con base en una perspectiva a largo plazo.

Conclusiones

La tecnología ha transformado la industria del petróleo y gas, contribuyendo directamente al fortalecimiento de la seguridad de suministro en todo el mundo.

En los últimos años los avances de la tecnología ha ayudado a la industria de los hidrocarburos en los siguientes aspectos:

- Aumentar las reservas mundiales a niveles que podían haber sido impensados años atrás. Ha cambiado la forma de identificar las reservas, desarrollarlas y producir las, lo que incrementó la cantidad de reservas y la producción de petróleo.
- Llegar a lugares previamente inaccesibles, permitiendo así la perforación y la producción en ambientes hostiles y lugares remotos y desafiantes. Hace apenas medio siglo, la transformación del Mar del Norte en una importante zona productora de petróleo podría no haber sido previsto. Sin embargo, en la actualidad, Noruega es uno de los mayores exportadores de petróleo del mundo.



PECOM
SERVICIOS ENERGIA



- Transformar los recursos no convencionales en convencionales, con tecnologías de alta gama y usando diferentes métodos de perforación (hace unos años se perforaba solo en dirección hacia abajo, en la actualidad, se perfora en diferentes ángulos e incluso en dirección horizontal). Hace cincuenta años, el petróleo que se encontraba en alta mar se lo consideraba poco convencional. Hoy en día, el 30% de la producción de petróleo crudo proviene del mar. La explotación de hidrocarburos no convencionales le ha permitido a los Estados Unidos aumentar notablemente su producción y dejar de importar de otros países, como Nigeria, Angola o Argelia.
- Mejorar las tasas de recuperación ha ampliado la vida de los campos petroleros existentes.
- Reducir la huella ambiental de la industria. Los sistemas de almacenamiento más limpios y el uso de nuevos materiales han reducido los riesgos ambientales. Adicionalmente, las nuevas tecnologías han ayudado a las refinerías, en todo el mundo, a producir productos más respetuosos del medioambiente.

En el mundo actual, la energía que usamos y la manera en que la usamos están cambiando. El desarrollo económico y el bienestar social dependerán de una energía accesible, segura y confiable.

En medio de la crisis actual del precio del barril de petróleo, el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías, como los drones, los robots e “Internet de las cosas” surgen como una alternativa más que viable para contrarrestar los efectos que produce la caída del precio.

Para poder competir y subsistir en un ambiente de precio de crudo bajo, las empresas tendrán que reducir los costos de exploración y explotación, encontrar formas de extraer más petróleo de cada pozo, reducir los costos por barril o buscar formas de control más económicas y amplias, siempre cuidando el medioambiente. No solo deben

pensar en el precio del petróleo a corto plazo, sino que deben ser conscientes de las políticas y los cambios tecnológicos y culturales en el mundo, que podrían afectar los niveles de demanda en el largo plazo. Para esto el conocimiento y el dominio de las nuevas tecnologías son el factor que determinará la ventaja competitiva.

La ciencia, la tecnología y la innovación son la clave para el éxito continuo de la industria del petróleo y gas. Con innovación, la tecnología todavía puede ayudar a expandir más el papel del petróleo como fuente más económica y más conveniente en el mundo de la energía. Pero la tecnología tiene que ser aprovechada para proteger el medioambiente y preservar el ecosistema natural.

Las nuevas tecnologías desarrolladas en este artículo, ofrecen distintas formas para avanzar en todas las áreas de la industria: la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo y gas y en los esfuerzos para proteger el medioambiente de acuerdo con las exigencias de las nuevas generaciones. Proporcionándoles ventajas competitivas a las empresas con la mejora de su eficiencia operativa, la reducción de costos, una mejor toma de decisiones (en forma más rápida y con mejor información) y una fuerza de trabajo más eficiente.

Los desafíos para el futuro de la industria de petróleo y gas serán hacer viables los nuevos desarrollos tecnológicos en términos de costos y eficiencia y contar con trabajadores calificados que sepan cómo utilizar adecuadamente estas tecnologías. ■

Roxana A. Pallares es Administradora Pública (Universidad de Buenos Aires) y se desempeña como Consultora en Growth With Value Consulting (San Francisco, California). Con experiencia en las áreas de energía y transporte en el sector público y privado. Ejerció la docencia en la Maestría de Administración Pública de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA).



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®



Una profesional argentina, *Chair* del Comité de Sustentabilidad de la IGU

Gabriela Roselló, miembro de la Comisión de Asuntos Institucionales del IAPG, en el Congreso Mundial de Gas 2015 realizado en París, este junio último, fue designada *Chair* del Comité de Sustentabilidad de la International Gas Union (IGU) durante el trienio 2015-2018 liderado por los Estados Unidos, en el que participarán 91 países.

En palabras de Gabriela Roselló: “La visión compartida de los líderes de la industria durante el Congreso Mundial de Gas 2015 es que el gas natural tiene y tendrá en el futuro un rol de prevalencia en el abastecimiento creciente de

la demanda de energía en el nivel mundial. Para nuestro país, el desarrollo del gas natural tiene también un significado muy relevante, ya que representa la oportunidad de recuperar el autoabastecimiento energético, acompañado de desarrollo social y económico”.

Por ello, es de gran importancia que Roselló haya sido designada *Chair* del Comité de Sustentabilidad de ese organismo, en el que se desempeñará junto con Nor Hazleen Madros (Petronas), como *Vice Chair* y Benjamín Guzmán (TGS S.A.), como Secretario.



La nueva *Chair* explicó que la misión central del Comité es la promoción de la industria del gas natural por medio de la difusión de aspectos técnicos, económicos y sociales vinculados a la actividad.

Y señaló la importancia de comunicar esta realidad energética y del interés de la IGU por ofrecer alternativas superadoras sobre la forma en que se desarrolla esta actividad informativa del gas natural –convencional y no convencional– como principal recurso para el abastecimiento de la demanda global de energía; y de su papel como socio estratégico para el desarrollo de las energías renovables.

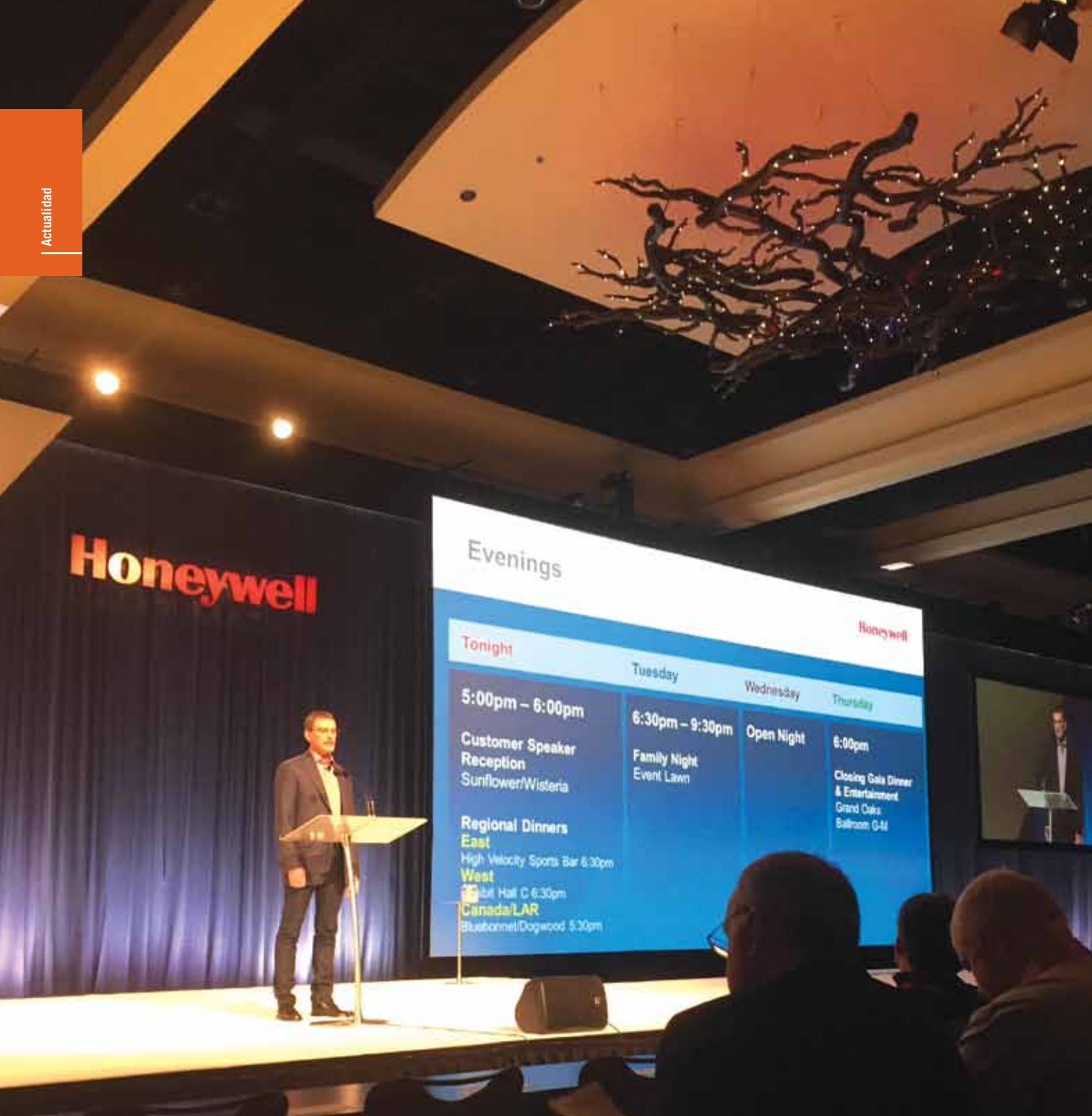
Para ello, se focalizará en tópicos como difundir las buenas prácticas aplicadas por la industria en el desarrollo de su actividad, los estándares medioambientales y la funcionalidad del gas natural como socio de las energías renovables, al tiempo que se contribuirá al diálogo sobre este tema y sobre qué posición debería ocupar el gas para que este desarrollo sea posible.

“Por ello queremos invitar a las empresas a participar del Comité de Sustentabilidad de la IGU, para que desde la Argentina podamos contribuir a la difusión de las prácticas utilizadas por nuestra industria en pos del desarrollo exitoso en el país”, expresó Roselló.

El IAPG, como miembro de la IGU, principal organizador del Congreso Mundial del Gas, conocido también como WGC (por la sigla *World Gas Conference*) quiere destacar en este apartado semejante distinción, ya que pone en valor la calidad de los profesionales de nuestro país, así como el papel de la Argentina en la industria del gas natural en el nivel mundial. ■



Gabriela Rosello es abogada por la Universidad Católica Argentina con Posgrado en Petróleo y Gas por la Universidad de Buenos Aires, LL.M. *International & Comparative Law* de la Southern Methodist University School of Law, y cursó en la Universidad de San Andrés el Programa de Capacitación Ejecutiva en Responsabilidad Social y Sustentabilidad Empresarial – PROCARSE, entre otros. Se ha desempeñado en las gerencias de Asuntos Institucionales y departamentos legales de importantes empresas dedicadas a petróleo y gas en el país, así como a prestigiosos estudios legales.



Evenings			
Tonight	Tuesday	Wednesday	Thursday
5:00pm – 6:00pm	6:30pm – 9:30pm	Open Night	6:00pm
Customer Speaker Reception Sunflower/Wisteria	Family Night Event Lawn		Closing Gala Dinner & Entertainment Grand Oaks Ballroom G-M
Regional Dinners			
East High Velocity Sports Bar 6:30pm			
West Habit Hall C 6:30pm			
Canada/LAR Bluebonnet/Dogwood 5:30pm			

Congresos y Jornadas

El IAPG marca su tendencia en los principales simposios dentro y fuera del país para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnologías.

Los que se fueron



Ciberseguridad, la clave en el encuentro anual de Honeywell

Con los 40 años de actividad, Honeywell realizó recientemente en San Antonio, Texas, su encuentro anual –edición América– del HUG 2015 (*Honeywell Users Group*), al que asistió *Petrotecnia*; el encuentro en que expertos de la empresa y los usuarios de sus productos y procesos se reúnen para compartir experiencias y establecer las necesidades que contrae su utilización.

Más de 1.300 personas provenientes de más de 300 empresas, incluyendo a la anfitriona, asistieron este año a esta importante conferencia tecnológica en la que se exponen, principalmente, los desafíos de la industria, el mapa de ruta que la empresa desarrollará a lo largo de los próximos meses, así como también demostraciones *in situ* de las novedades. A lo largo de numerosas conferencias simultáneas los usuarios exponen sus casos, que otros usuarios escuchan atentos para poder debatir con ellos y con otros expertos, en busca de soluciones para sus propios desafíos.

El lema principal del encuentro fue “40 años de innovación”, que no se limitó a la cronología de la empresa, sino a un repaso por los hitos tecnológicos y conceptuales que la trajeron hasta aquí; de hecho se realizaron sorprendentes demostraciones de sistemas de control de cuatro décadas que aún funcionan.

Sin embargo, con un juego de palabras, el otro lema de este año fue “Conocimiento, ahora” (*Knowledge, now*), aludiendo a la necesidad actual de contar con todo el saber necesario de manera inmediata. Esto se logra, entre otras formas, digitalizando la información y apelando desde herramientas basadas en la “nube” y accesibles desde simples

tablets o celulares, con hincapié en la llamada “Internet de las cosas”.

Como contrapartida, Honeywell destacó que surge la necesidad de cuidar celosamente esta información, los procesos y el control digitalizados, en vista de la amenaza mundial de los ciberataques cada vez más sofisticados y certeros, capaces de detener los altos hornos de una siderurgia alemana desde geografías remotas, de manera súbita. “No podemos eliminar el riesgo en nada de lo que hacemos, en realidad si viviéramos en un medio en que se disminuyera el riesgo a cero, nuestra compañía no crecería –explicó Raj Samani, vicepresidente y CTO de Intel Security–. El riesgo es bueno, así es como se crece y se consiguen nuevas oportunidades”, agregó. Frente a ello, se presentó en este encuentro el *software Risk Manager*, que monitorea continuamente todas las redes industriales e indica amenazas y vulnerabilidades: actualización de parches, seguridad de las contraseñas, acceso a los controles, errores, status del *firewall*, los *switches* y *routers* de una red, puertos inactivos y dispositivos no autorizados, entre otros.

Petróleo y gas

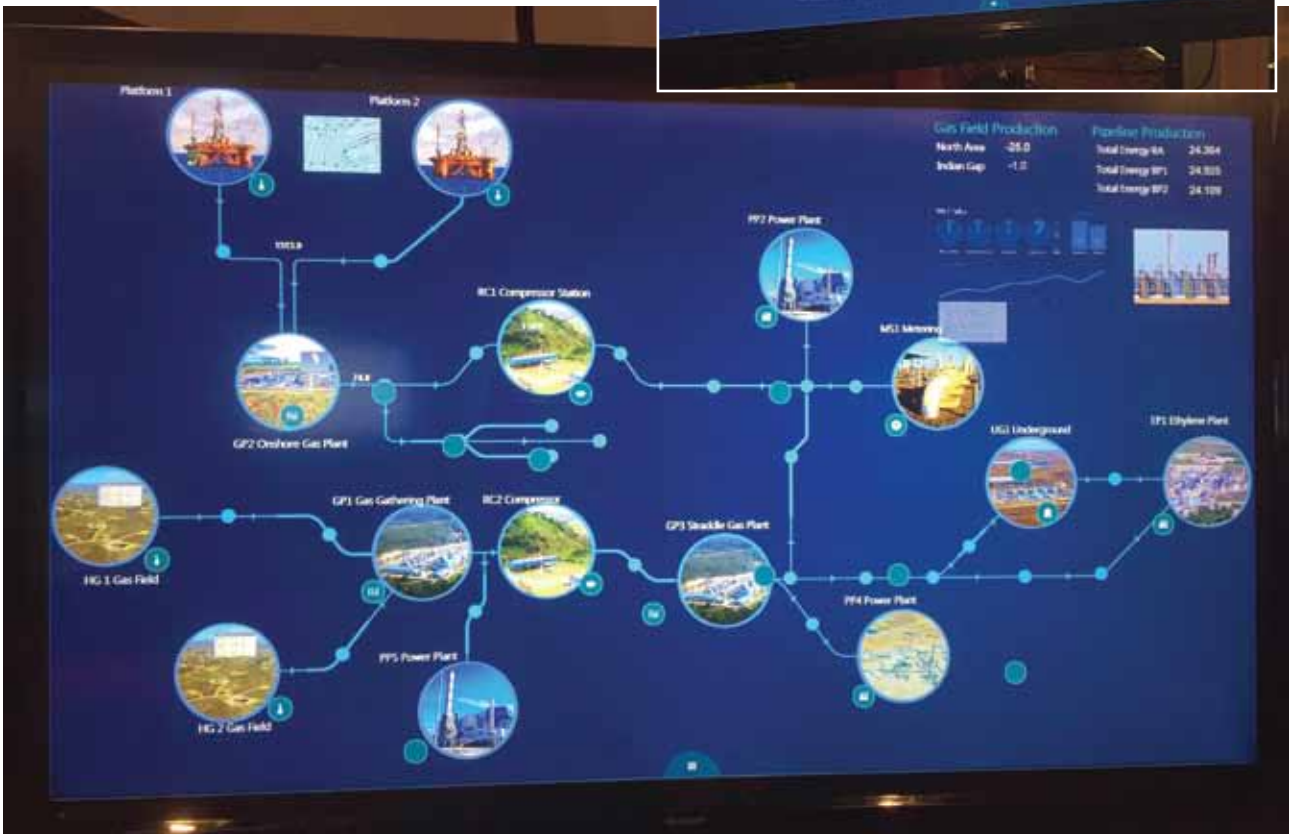
Si el año pasado las Honeywell Process Solutions (HPS) se concentraba en materiales y tecnologías alineados a UOP (*Universal Oil Products*), esta vez se dirigió a generar productos y aplicaciones que construyan sinergias entre el licenciario de la tecnología y de la ingeniería (UOP), y los proveedores de automatización, HPS. Gracias a servicios de “nube”, actualmente se tienen más de 2000 proyectos con canal propio para ordenar y descargar y se pueden ordenar transmisores con los requisitos exactos y preconfiguraciones con una aplicación.



En general, en este tipo de encuentros lo que los usuarios más buscan es el respaldo y seguimiento continuo, así como mejoras cuando los sistemas adquiridos evolucionan.

Y acerca de evolucionar, ya en el orden de los Recursos Humanos, fue interesante comprobar que las empresas de estas características pueden reconocer dificultades para atraer a los más jóvenes a sus filas, en referencia a los *millennials*, esa nueva raza de jóvenes con intereses y concepciones del trabajo que en nada se parecen a las generaciones anteriores. “En realidad se incorpora a nuestro concepto de continua evolución, el que hemos demostrado en estos últimos cuarenta años en nuestros productos –explicó a *Petrotecnia* Vimal Kapur, Vicepresidente y Director General de Soluciones Avanzadas de Honeywell Process Solutions–. Porque la evolución continua solo funciona si se evoluciona continuamente”.

Concretamente para petróleo y gas, se ha transformado en un mercado vertical considerable para HPS, para varios segmentos, por ejemplo GTL (*gas-to-liquids*) o LNG (*liquid natural gas*) y el uso de Experion R440, que presenta más utilidades de SCADA y el concepto LEAP de Ejecución de Proyectos de Automatización (*Lean Execution for Automation Projects*) para reducir costos y optimizar tiempos. También se suman soluciones como Universal Process I/O, un facilitador para construcciones modulares y sistemas de arquitectura distribuida (DSA). Además se presentaron dispositivos *wireless* que reducen tiempo y costos; y un *software* de alarmas y simuladores como UniSim 3-D que permite almacenar modelos genéricos en la nube.





iapg

4º CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE REFINACIÓN

Hacia la excelencia operativa

Mar del Plata
17 al 20 de noviembre de 2015



Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 (C1006ACC), Buenos Aires, Argentina.
congresos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



Asociación Argentina de Ingenieros de Petróleo, Gas y Bioenergías
AIPG - AIA - AIB

facebook.com/IAPGInfo

twitter.com/IAPG_Info

youtube.com/iapginfo

plus.google.com/+IapgOrgAr

Shale
en
ARGENTINA
shaleenargentina.org.ar

Exitosas 2° Jornadas de simulación

2° JORNADAS de SIMULACIÓN

Buenos Aires, 7-8 de julio 2015

IAPG

Con la presencia de más de 300 asistentes, el 7 y 8 de julio últimos se realizaron las 2° Jornadas de simulación, convocadas por la Comisión de Producción del IAPG.

Las Jornadas se realizaron en el Auditorio Techint de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y se hizo especial foco en el proceso de Geo-Modelado y Simulación de Reservorios y Sistemas de Producción, el cual se ha



vuelto en las últimas décadas una herramienta irremplazable de soporte para la toma de decisiones en el ámbito de E&P.

Es por eso que el IAPG considera fundamental contar con un punto de encuentro como los son estas jornadas, para compartir experiencias y conocimiento en un ambiente participativo y de colaboración entre pares. Estas segundas jornadas son la continuación de las que se iniciaron hace dos años, ya que lo que comenzó siendo una serie de herramientas de ayuda a los profesionales pasó a ser un especialidad en sí misma que otorga importantes ayudas a la toma de decisiones.

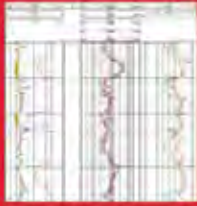
En las 2° Jornadas, cuyas principales ponencias conformarán el tema principal del próximo número de *Petrotecnia*, se pudieron intercambiar experiencias y lecciones aprendidas sobre problemas, soluciones, planteos, éxitos y fracasos en estos temas, establecer utilidad, aplicabilidad y limitaciones de los métodos y herramientas actualmente en el mercado; y discutir novedades y tendencias respecto de los procesos de simulación.

Se expusieron trabajos como “Flujo de trabajo para análisis de incertidumbre en modelado estático”, “Uso de la ‘J’ de perfiles para consistencia en el Poblado de Modelos Estáticos/Dinámicos”, “Ajuste de Historia y Pronóstico bajo Incertidumbre, una Aplicación Real”, “Geomodelado de Reservorios No-Convencionales. Utilidad como herramienta de caracterización y desarrollo. Un ejemplo de Vaca Muerta en el Noroeste de la Cuenca Neuquina” o “Avances en el Modelado de Fractura hidráulica y el uso de clusters computacionales”, entre muchos otros.

Estuvo destinado a geocientistas (geofísicos, geólogos, petrofísicos e ingenieros) vinculados a tareas de modelado y simulación, entendiendo bajo ese nombre al flujo completo de trabajo desde el modelado estático (de un reservorio, campo, piloto, sección conceptual, etcétera) hasta la definición de valor (o distribución de valores) para tomar una decisión (técnica y/o de inversión) en el ámbito de E&P. También a proveedores y desarrolladores de herramientas vinculadas al tema, tomadores de decisión y estudiantes e integrantes del ámbito académico.

Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

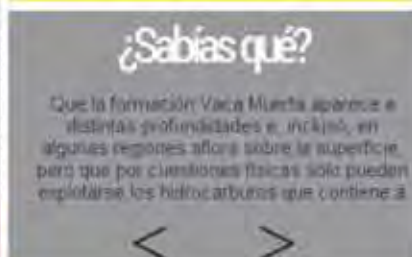
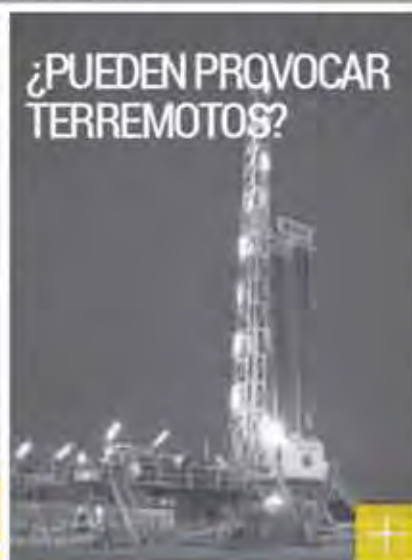


Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la Industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

En venta en: Librerías SBS
Enrique Santos Discípulo 1875 - Bs. As.
www.sbs.com.ar



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



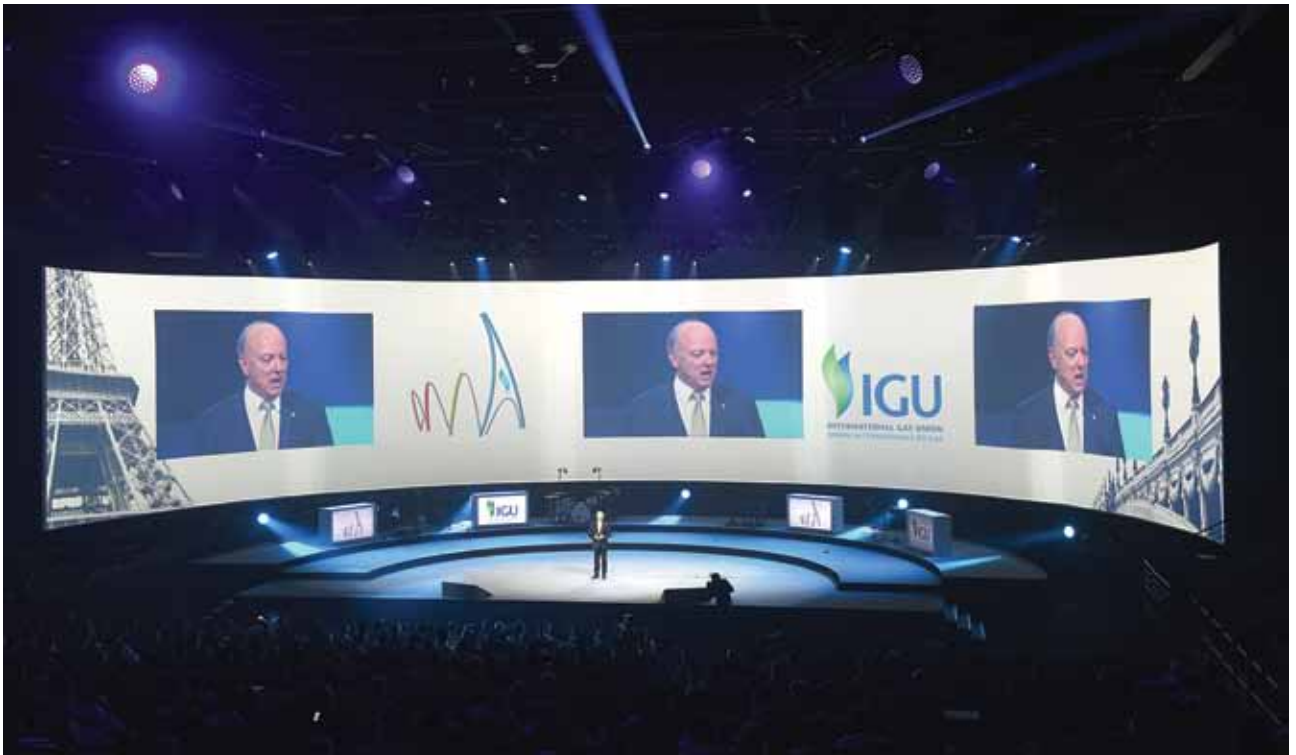
www.shaleenargentina.org.ar

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!



Multitudinario Congreso Mundial del Gas (WGC2015)

Los líderes globales de la energía se reunieron en junio último en la prestigiosa WGCPARIS2015 (la Conferencia Mundial del Gas) en París, organizada por la Unión Internacional del Gas (IGU).

Se trató de la 26 edición, donde el IAPG estuvo representado por su presidente, el Ing. Ernesto Lopéz Anadon, quien ha sido Chairman de la IGU en 2009, cuando la WGC se realizó en la Argentina.

La conferencia y la exposición hicieron foco en la actualidad del sector, y en las previsiones para el futuro del gas, siempre en el marco del crecimiento sustentable, que



fue clave en todo el encuentro, no en vano el lema de esta edición fue "Creciendo juntos hacia un planeta amigable".

Más de 4.000 delegados provenientes de unos 100 países se dieron cita en las más de 70 sesiones de la conferencia y en la amplia expo. Esta se desarrolló en 45.000 m² con *stands* de unas 350 empresas, con al menos 500 oradores exponiendo.

La WGCPARIS2015 atrajo en especial a los CEOs de las compañías mundiales más grandes del sector, interesados en cómo se desempeñará el gas en un mercado mundial donde compite contra un carbón más barato (si bien más contaminante) y una creciente generación de recursos renovables cuyos costos son más accesibles.

El principal atractivo del gas, explicó cada uno los expositores a lo largo de toda la muestra y las conferencias, es que aún es mucho menos contaminante que el carbón y, por el momento, considerablemente más barato que las renovables. Además de la abundancia de reservas mundiales que existen. En este punto fue destacable el lugar que ocupa la Argentina con los recursos de *shale* y *tight gas*; numerosos expositores se refirieron a nuestro país y siempre con la mejor referencia, según pudo saber *Petrotecnia*.

Hacia las conclusiones, se concluyó el destacado papel del gas natural en el nivel mundial incluso teniendo en cuenta factores, como el precio del metro cúbico y del barril de petróleo. Y se explicaron las estrategias futuras, basadas sobre todo en que el crecimiento debe ser sostenible y compartido entre los continentes, y en mejorar las condiciones energéticas actuales sin comprometer la capacidad de generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Este encuentro se realiza cada tres años y la sede de la WGC 2018 será en Washington DC. Así se anunció en la ceremonia de clausura, realizada con festejos a alta escala y la presencia de todo el *board* de la organización.

Cursos Técnicos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

INTRODUCCION A LA INDUSTRIA

19 al 23 de Octubre

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

01 al 04 de Diciembre

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

EXPLORACION Y RESERVORIOS

13 al 16 de Octubre

EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO

19 al 23 de Octubre

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

26 al 30 de Octubre

FUNDAMENTOS PARA LA PROSPECCIÓN SÍSMICA DE HIDROCARBUROS

02 al 06 de Noviembre

RECUPERACION SECUNDARIA

16 y 17 de Noviembre

ESTIMACIÓN DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE RIESGO EN RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES (SHALE GAS & SHALE OIL)

14 al 18 de Diciembre

BASIC SILICICLASTIC PETROLOGY FOR RESERVOIR QUALITY ASSESSMENT

OPERACIONES E INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

28 al 30 de Octubre

TALLER DE BOMBEO MECANICO

25 al 27 de Noviembre

TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

25 y 26 de Noviembre

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 (C1006ACG), Buenos Aires, Argentina.
cursos@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar

DOWNSTREAM GAS

13 y 14 de Octubre

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

15 y 16 de Octubre

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

02 y 03 de Noviembre

CROMATOGRAFÍA DE GASES

04 al 06 de Noviembre

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

09 al 11 de Noviembre

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

16 y 17 de Noviembre

MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL

ECONOMIA, GESTION Y TOMA DE DECISIONES

01 y 02 de Octubre

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

09 de Octubre

TALLER DE LIDERAZGO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

26 y 27 de Octubre

EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

18 al 20 de Noviembre

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

30 de Noviembre al 04 de Diciembre

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

CURSOS NACE

02 al 07 de Noviembre

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

09 al 14 de Noviembre

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



twitter.com/IAPG_info

plus.google.com/+IapgOrgAr

youtube.com/iapginfo

facebook.com/IAPGInfo

Los que vendrán

AOG 2015 y el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación



Del 5 al 8 de octubre próximos, el IAPG organizará la Argentina Oil & Gas Expo 2015. La exposición reúne a los principales protagonistas del sector del petróleo y gas tanto en reservorios convencionales como no convencionales; y energías renovables y se constituye en el marco propicio de negocios para que las empresas de la industria expongan productos, servicios y tecnologías.

En simultáneo, se realizará el 2° Congreso Latinoamericano y del Caribe de perforación, terminación, reparación y servicios de Pozos junto con la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) que contará con la presencia de destacados oradores de nivel internacional y su temática se enfocará en dar respuesta a la creciente demanda de conocimientos acerca de los desafíos de la perforación en la coyuntura energética actual.

Algunos de los temas que se planean abordar serán: nuevas tecnologías; automatización de equipos; seguridad, salud ocupacional y medio ambiente; operaciones *off-shore* en aguas profundas; pozos horizontales y multilaterales; operaciones en yacimientos maduros; fluidos de perforación, terminación y reparación; cementación y estimulación; operaciones en yacimientos no convencionales (*tight gas, shale oil/shale gas*, petróleos pesados, etcétera); integridad de pozos; abandono de pozos; geomecánica de rocas; capacitación y desarrollo del personal de perforación; tubulares; control de pozos: estudio de casos y Sistemas de transporte de los equipos de perforación sin desmontar para distancia cortas (por medio de rieles y *walkingsystems*).

Además, la Expo albergará diversas conferencias de expositores, donde las empresas más prestigiosas del sector ofrecerán charlas técnicas sobre diversos temas de interés, presentaciones comerciales, novedades de productos y demostraciones.

Se espera la participación de unas 250 empresas en una superficie de 35.000 m² y la asistencia de más de 20.000 visitantes, entre ellos profesionales y empresarios del sector.

1° workshop IAPG-EAGE sobre Geofísica para no convencionales

Del 3 al 6 de noviembre de 2015, el IAPG realizará por primera vez, junto a la *European Association of Geoscientists and Engineers* (EAGE), un workshop sobre Geofísica para no convencionales.



En este encuentro, que se realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se analizarán las disciplinas geofísicas involucradas en la descripción, la comprensión y la puesta en imagen de los reservorios de *shale*; y se apuntará a empujar los límites de las técnicas que se aplican actualmente.

Entre los temas que se debatirán están la interpretación sísmica, la caracterización sísmica del reservorio incluyendo física de rocas, inversión elástica y anisotropía sísmica; las nuevas herramientas para grabación y procesamiento; microsísmica de pozos, los métodos no sísmicos, etcétera.

El llamado a presentación de trabajos estuvo abierto hasta el 30 de junio de 2015. Más información: www.iapg.org.ar.

4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación



El sector de la refinación tendrá también su evento en 2015, con el 4° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación que organizan el IAPG y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), del 17 al 20 de noviembre próximos, en el Hotel Sheraton de la Ciudad de Mar del Plata.

Con el lema "Hacia la excelencia operativa", se espera generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream* de la industria del petróleo. Durante el evento se realizarán presentación de trabajos técnicos en sesiones orales y de posters, mesas redondas y conferencias con destacados expertos en los temas que se ocupan de la refinación, entre ellos las perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador, la excelencia de las operaciones y la gestión del conocimiento y la capacitación profesional.

Más información: www.iapg.org.ar

Taller Regional de ARPEL sobre prácticas *offshore*

En el año de su 50° aniversario, la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en América latina y el Caribe, ARPEL, realizará de manera conjunta con el *World Petroleum Council* un Taller Regional sobre "Mejores prácticas operacionales y de gestión en



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE

exploración y producción costa afuera". El evento se realizará el 1 y 2 de octubre próximos en Montevideo, Uruguay.

El Comité Técnico del Taller, conformado por un Grupo de Trabajo designado por el Comité de Exploración y Producción de ARPEL y miembros selectos del Comité del *World Petroleum Council*, asegurará el alto nivel de los disertantes invitados y la excelencia del contenido técnico del Taller Regional.

El objetivo será el intercambio de mejores prácticas operativas y de gestión asociadas a la exploración y la producción costa afuera, incluyendo las áreas que están vinculadas a la cadena de valor, así como los temas relacionados a la excelencia operativa.

El evento reunirá a profesionales y ejecutivos de renombre internacional para abordar temas relacionados con:

- **Viabilidad y eficiencia económica.** Viabilidad de las actividades *offshore* en el contexto de las tendencias pronosticadas del precio del petróleo y gas, análisis de viabilidad de proyectos costa afuera y estrategias para la gestión del escalado, así como tecnología e innovación como vehículos para mejorar la eficiencia costa afuera.
- **Desafíos en aguas profundas.** Desafíos de perforación en fronteras ultra-profundas, requisitos del país anfitrión para el desarrollo exitoso de actividades en aguas profundas costa afuera.
- **Excelencia operacional-Mejores prácticas.** El uso de habilidades de gestión de proyectos para superar los desafíos del desarrollo de actividades costa afuera mejora en la eficiencia de la construcción, inspección, reparación y mantenimiento; avances en el desarrollo integrado de campos; gestión de activos y estrategias de excelencia operativa; integridad de pozos y enfoque internacional a las normas de funcionamiento en el sector de E&P costa afuera.

Este evento está dirigido a los profesionales y ejecutivos relacionados con todo el ciclo de vida de proyectos *offshore*: sísmica, perforación, integridad de pozos, exploración, producción, integridad y excelencia operacional, logística y cadena de suministro, servicios de campos petroleros, servicios de financiación de energía, compañías de ingeniería, compras, construcción y diseño, etcétera.

En momentos en que casi un tercio del petróleo y un cuarto del gas natural consumido en el mundo proceden de áreas submarinas, y que los pronósticos muestran un continuo crecimiento de la producción en regiones tradicionales *offshore* y un desarrollo significativo en nuevas áreas, este taller aporta oportunas recomendaciones y prácticas.

Desde los años setenta, las operaciones de petróleo y gas *offshore* se han vuelto cada vez más complejas y más reguladas y los estándares internacionales y las prácticas recomendadas evolucionan a la par con esta complejidad al igual que con las expectativas de los grupos de interés.



La industria del petróleo y gas se ha acostumbrado a la volatilidad de los precios del petróleo, pero es en estos tiempos de incertidumbre cuando el intercambio de información, conocimiento y percepciones entre profesionales expertos es más valorado por las empresas. Históricamente, ARPEL ha fomentado este enfoque cooperativo entre sus miembros.

El Taller Regional sobre "Mejores prácticas operacionales y de gestión en exploración y producción costa afuera" es una de las piedras angulares de las celebraciones del 50 aniversario de ARPEL.

Más información: <http://tallerarpelwpc.org>.

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

ENERGY ENVIRONMENT ECONOMY

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

AXION Energy y la media maratón más grande de la región

El próximo sábado 6 de septiembre a las 7.30 h en Figueroa Alcorta y Monroe se realizará una nueva edición de la media maratón más grande de América latina, la 21K AXION energy Buenos Aires. La media maratón crece cada año y se espera que en esta edición la cantidad de inscriptos supere los 20.000 corredores. La inscripción para participar de la carrera comenzó el 1 de enero y cierra el 5 de septiembre y se realiza a través de su sitio web maratondebuenosaires.org. Actualmente cuenta con más de 15.000 inscriptos según la Asociación Civil de Carreras y Maratones Ñandú.

Previo a la carrera se realizará la Expo Maratón Buenos Aires, que tendrá una duración de tres días, los corredores podrán retirar el kit que contendrá el número de identificación, el chip, la remera y toda la información relevante de la carrera. La entrega se realizará el jueves 3 y viernes 4 de septiembre de 11 a 21 h y el sábado 5 de 9 a 19 h en el Pabellón Ocre de La Rural (Avenida Santa Fe 4201).



Los 21K AXION energy Buenos Aires, organizada por la Asociación Civil Carreras y Maratones Ñandú y con AXION energy como main sponsor, será la antesala de la Maratón 42K de Buenos Aires que se correrá el domingo 12 de octubre.

AXION energy, un actor líder en el mercado de combustibles, es acción y es energía y son estos los mismos atributos a los que está ligado el deporte y especialmente el running. AXION energy es el *main sponsor* de los 21K AXION energy Buenos Aires para apoyar la superación constante que promueve la competencia, la misma superación constante que pone en marcha todos los días para proveer al mercado con combustibles y lubricantes de más alta calidad.

Nuevo director en Petrobras Argentina

Petrobras Argentina designó a Maelcio Mauricio Soares como nuevo director titular de su Directorio y director de Administración y Finanzas de la compañía. Maelcio Mauricio



Soares proviene del Banco do Brasil, donde desde septiembre de 2013 hasta el presente ocupa la Superintendencia Estadual de Banca Minorista y Gobierno de Pernambuco. En 2012 y 2013 estuvo a cargo de la Superintendencia Estadual de Banca Minorista y Gobierno de Maranhão, y anteriormente de 2008 a 2011 se desempeñó como gerente general del Banco do Brasil en la Argentina.

Se graduó en la carrera de Ingeniería Mecánica en la Fundación Técnico-Educacional Souza Marques en 1984, realizó un posgrado en Finanzas Corporativas en el Instituto Brasileiro de Mercado de Capitales (1998) y un Master en Business Administration (MBA) para Altos Ejecutivos en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro (2001).

Módulo de energía en el transmisor inalámbrico de vibraciones de Emerson



Emerson Process Management presenta las nuevas opciones de resolución espectral para el transmisor vibratorio inalámbrico CSI 9420, que reducen los requerimientos de banda ancha y mejora la vida del módulo de energía. Las capacidades de registro de datos y configuración fueron agre-



gadas para facilitar la interacción del usuario con múltiples transmisores en un solo gateway. A través del lanzamiento del AMS Suite: Machinery Health Manager versión 5.61 se pusieron a disposición estas mejoras; un software de manejo de recursos de Emerson.

El AMS Machinery Manager ofrece un “espectro bajo alerta” como una manera más eficiente de adquirir información proveniente de los diagnósticos. Los datos de análisis se adquieren únicamente si existe una condición de alerta en la maquinaria. A su vez, los usuarios pueden ajustar la cantidad de resolución capturada para reducir en un futuro la banda ancha y la energía utilizadas para operar el transmisor.

Una nueva capacidad de registro de datos ofrece un historial operativo de cada transmisor permitiéndoles a los usuarios identificar los problemas de funcionalidad en el campo desde el AMS Suite. “El desempeño y la eficiencia son factores que contribuyen a formar una confiabilidad más sólida”, dijo Nathan Pettus, el vicepresidente del grupo comercial Reliability Solutions de Emerson.

El software Machinery Health Manager integra los datos que han sido obtenidos de una ruta base con las soluciones inalámbricas de análisis de vibraciones, así como con los datos de agencias independientes sobre combustible y análisis infrarrojo para brindar un panorama completo de la salud de la maquinaria.

Mincyt: proyectos de desarrollo científico tecnológico vinculados con la industria y el ambiente

El presidente de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, el doctor Fernando Goldbaum, firmó los contratos de adjudicación de subsidios por \$21.918.768 para la ejecución de dos iniciativas público privadas orientadas al sector industrial y ambiental.

El primero de los proyectos recibió un aporte no reembolsable de \$8.966.300 que se destinará a financiar la implementación de dos tecnologías basadas en nanomateriales para la remediación de sitios contaminados con metales y metaloides tóxicos, nitrato, hidrocarburos e hidrocarburos halogenados. La iniciativa, que será llevada adelante por un consorcio público privado integrado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la empresa Nanotek S.A., fue aprobada en el marco de la convocatoria “Fondo de Innovación Tecnológica Sectorial (FITS) Medio ambiente y cambio climático 2013” que administra el Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC) de la Agencia.

Durante el encuentro, la secretaria de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva,



Dra. Ruth Ladenheim, destacó la importancia de financiar proyectos que impulsen el desarrollo de la tecnología para mejorar el medio ambiente y la calidad de vida.

El proyecto incorpora como principal objetivo la implementación de tecnologías basadas en nanomateriales para el tratamiento de contaminantes frecuentemente detectados en suelos y acuíferos, tales como metales y metaloides tóxicos, nitrato, hidrocarburos e hidrocarburos halogenados. Para lograrlo, se destinarán los recursos a la fabricación de varios tipos de nanopartículas capaces de inmovilizar/reactivar con contaminantes específicos difíciles de remediar.

Subvención para tuberías

La segunda iniciativa, aprobada por la línea de financiamiento “Fondo de Innovación Tecnológica Regional (FITR) Industria 2013”, recibirá una subvención de \$12.922.468 para financiar el desarrollo de tecnologías para la producción de tuberías PEX A de gran diámetro, con el propósito de dar respuesta a los requerimientos de sectores industriales y de servicios que demandan tuberías que soporten ciclos de vida muy largos, expuestos a mayor temperatura y presión. La Universidad Nacional de Mar del Plata y la empresa Argenteo Mining S.A. integran el consorcio público privado que llevará adelante el proyecto, que persigue entre sus principales objetivos trabajar en el desarrollo tecnológico para el diseño de tuberías de PEX A, capaces de responder a los requerimientos de la minería y los yacimientos *shale* de petróleo y gas, de contar con tuberías que resistan mayor presión y temperatura. Las tuberías son confeccionadas a partir de polietileno de alta densidad con un peso molecular muy elevado, la combinación del elevado peso molecular de la materia prima y el proceso de reticulación, produce una tubería apta para la industria demandante.

Clariant concluye la venta de Water Treatment para Ecolab

Clariant, empresa multiaccional de especialidades químicas, ha concluido la venta de sus negocios de tratamiento de agua industrial, localizados en Brasil, Argentina y Colombia, para Ecolab Inc. En Colombia, el cierre de la operación aguarda la aprobación de las autoridades de control de mercados locales. La negociación no incluye el sector de Óleo & Gas y Refinerías, que continúa siendo atendido por la unidad de negocios Oil & Mining Services de Clariant con su paquete de soluciones suministrado por el área de Refinery Services.

La transacción, iniciada a fines de 2014, es el resultado del proceso de gestión de portafolio de Clariant, basado en su estrategia de crecimiento lucrativo. Para la división de Water & Process Services (WPS) de Ecolab, la adquisición expande y fortalece su presencia en el mercado de tratamiento de aguas industriales en América latina.



Sergy, soluciones y compromiso con el medio ambiente



Sergy, la empresa de servicio de almacenamiento y bombeo de líquidos en la explotación de pozos de petróleo *tight gas* y *shale gas*, abrió servicios a la Patagonia. Con el compromiso de brindar servicio y excelencia a los clientes de la región, ha ampliado sus servicios a los siguientes rubros:

- Alquiler de bombas alternativas y piletas petroleras
- Control y mantenimiento
- Almacenamiento y bombeo de líquidos
- Gestión y documentación

En cuanto a bombas, ofrece:

- Bomba alternativa "SIAM" del tipo horizontal
- Émbolo buzo, simple efecto, triplex
- Modelo J-200LC con émbolos de Ø3"
- Bomba centrífuga anexada al skid

Y los siguientes motores a combustión:

- Motor de combustión a gasoil "DEUTZ"
- Modelo BF6M1013FC
- Cuatro tiempos

- Seis cilindros en línea
- Potencia 253 CV
- Motor alimentado por un tanque de combustible de 6.000 litros, lo que permite una autonomía de diez días

Entre las aplicaciones:

- Bombeo de flowback
- Inyección de agua en sistema de recuperación secundaria
- Bombeo de crudo en oleoductos
- Bombeo de aguas servidas
- Bombeo de productos químicos

Sergy tiene una división que realiza el management y otra de alquiler de piletos de fractura y bombas de *flow back*. Para más información: www.sergyargentina.com/bombas.html

3M, junto al ISEV, en la Seguridad Vial

3M, compañía global basada en ciencia aplicada a la vida, se unió al ISEV (Instituto de Seguridad y Educación Vial) con el objetivo de brindar capacitaciones sobre Seguridad Vial que buscan concientizar acerca de la importancia del accionar preventivo.

Las actividades constan de dos programas desarrollados en conjunto:

Cursos de señalamiento transitorio y permanente

Las jornadas gratuitas con orientación al Sistema de Gestión, que comenzaron en 2014 y se dictan también en

2015, se desarrollaron en el Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico (CI&DT) de 3M, ubicado en la localidad de Garín. Este curso integra dos tipos de talleres:

Señalamiento transitorio: con especial foco en el accionar preventivo bajo criterios de seguridad que puedan contemplar la mayor cantidad de variables posibles; estos talleres se basan en la premisa de que al trabajar en la vía pública existen riesgos y terceros que intervienen (como los peatones y los conductores), que también aportan por sí mismos un riesgo (como un conductor desaprensivo que haciendo caso omiso a la señalización, continúa a una velocidad riesgosa).

Los talleres se insertan en el contexto de los sistemas de gestión de seguridad vial propiciados por la Norma ISO 39.001.

Señalamiento permanente: cuenta con la participación de profesionales y técnicos de empresas, Vialidad de la Nación, escuelas técnicas, servicios forestales, empresas privadas, concesionarias y constructoras, además de reparticiones viales de varios municipios. Estos talleres se enfocan en compartir la participación y buenas prácticas, esquemas y patrones de señalamiento vial en tramos modelo y fichas actualizables de señalamiento vial.



Programa Escuela Segura y Educación para la Seguridad Vial

Este programa ofrece formación sobre la temática, metodologías de abordaje e instrumentos didácticos que permiten vehicular la enseñanza y el aprendizaje en la educación vial utilizando el entorno del docente y de los alumnos como material de trabajo; el Programa Escuela Segura busca disminuir la cantidad de siniestros viales fomentando la transformación cultural.

El Programa cuenta con recursos educativos audiovisuales especialmente desarrollados, además de un catálogo informativo y microvideos.

Así, 3M busca crear conciencia y fomentar la prevención en la seguridad vial de la mano del ISEV, la institución técnica que trabaja desde el 1985 con el propósito de contribuir con la prevención y promoción de la seguridad vial.

Además, desde fines de los años treinta, 3M brinda soluciones tecnológicamente avanzadas para la seguridad vial. Su producción alcanza los más altos estándares de seguridad de manera de poder ofrecer a los conductores la protección y la tranquilidad que necesitan a la hora de salir a las rutas.

Entre sus productos más innovadores en materia de seguridad vial, se encuentran:

- **Cintas reflectivas Stamark:** los conductores dependen de la demarcación horizontal, especialmente en rutas que no cuentan con demasiada luz ambiental, como sucede en carreteras suburbanas u oscuras rutas rurales. Las cintas reflectivas Stamark de 3M para la demarcación de pavimento ofrecen seguridad y visibilidad. Fueron diseñadas para señalización de líneas de borde de carril, canalizaciones y bifurcaciones de rutas y otros caminos, así como también para símbolos y leyendas.
- **Láminas reflectivas-Lámina Grado Diamante Cubo:** las exigencias en el contexto de manejo son cada vez mayores. A las congestionadas calles, se le siguen sumando miles de conductores día a día. La lámina DG3 ha sido especialmente diseñada para brindar una excelente visibilidad al señalamiento vertical en cualquier condición de angularidad y distancia, otorgándoles mayor seguridad a los conductores.
- **Delineadores viales:** los cambios en la geometría de la carretera producen un mayor número de accidentes viales. Manejar en carreteras con curvas complicadas se convierte incluso más peligroso de noche. 3M ofrece delineadores viales que generan una clara guía visual para ayudar a los conductores en otras zonas peligrosas.
- **Señales preformadas:** las señales preformadas 3M están compuestas por una placa sólida compacta fabricada a altas temperaturas y presiones, cuyo núcleo posee una resina fenólica. A diferencia de otros materiales alternativos al metal, las señales preformadas 3M tienen una alta resistencia al impacto. Además, tienen mayor estabilidad dimensional, ya que son altamente resistentes al agua y al vapor.

Acerca de la impresión digital de señales

En 2005 se lanzó la tecnología de láminas retrorreflectivas más eficientes del mercado. 3M, con su producto Grado Diamante Cubo, alcanzaba la meta más alta en eficiencia retrorreflectiva desarrollando la tecnología Esquina de Cubo Completa. Hasta la llegada del Grado Diamante Cubo a las rutas, las señales eran aceptablemente visibles solo para los conductores de autos y motos, pero no para el resto.

En el 2009, con el lanzamiento de la lámina Grado Ingeniería Prismático, 3M volvió a darle al rubro de la señalización lo que estaba necesitando: un producto que ayude a que los usuarios de tecnologías obsoletas puedan migrar a la tecnología prismática, incrementando nuevamente la visibilidad en aquellas aplicaciones no tan críticas, pero que necesitaban una mejora en seguridad.



A fines de 2012, en la Argentina, 3M instaló su segunda planta de impresión digital para América latina (la primera está en Brasil). Esta tecnología permite al usuario adquirir la señal retrorreflectiva autoadhesiva, lista para usar, impresa mediante tecnología piezzo ink jet con curado UV y protegida con una lámina acrílica ópticamente transparente que protege a las tintas, asegurando su durabilidad hasta por lo menos doce años. Todos los colores impresos son controlados al final de la línea, para asegurar que tanto el color como la retrorreflectividad se encuentren dentro de los valores especificados por las normas IRAM y ASTM.

11° edición del Premio Tenaris

Tenaris y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica convocan por undécimo año consecutivo a pymes industriales a presentar proyectos de desarrollo tecnológico con factibilidad de concreción económica e industrial. La presentación de los proyectos será del 13 al 16 de octubre de 2015 y se otorgarán \$120.000 al primer premio y \$40.000 al segundo.

Este certamen reconoce a los mejores proyectos de pymes industriales argentinas vinculadas a los sectores metalmeccánico, energético, petroquímico, minero, autopartista y siderúrgico hace más de una década. El premio económico incluye un voucher para utilizar servicios científico-tecnológicos provistos por instituciones del sistema científico tecnológico argentino.

El Director General de Tenaris en la Argentina, Javier Martínez Álvarez, señala que "nuestra compañía, proveedora de tubos y servicios para la industria petrolera mundial, está siendo impactada por la caída global del precio del petróleo; por eso estamos comprometiendo esfuerzos como empresa, como comunidad y como cadena de valor para salir de esta coyuntura fortalecidos en el largo plazo". Por su parte, la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica busca promover con su participación la investigación científica y tecnológica, y la innovación para la generación de conocimiento y la mejora de los sistemas productivos y de servicios.

En las diez ediciones anteriores se presentaron 226 proyectos, se invirtieron más de 500 horas de asistencia técnica y comercial y \$1.060.000 en premios.

Para más información: www.premio.tenaris.com

YPF presentó los resultados del segundo trimestre



YPF presentó los resultados del segundo trimestre del año que muestran un crecimiento del 2,6% de la producción total de hidrocarburos respecto del mismo período del año anterior. La producción de gas natural fue de un 2,3% superior y la producción de petróleo aumentó un 3,7% en el mismo lapso.

Los ingresos ascendieron en el segundo trimestre de este año a 39.557 millones de pesos, lo que representa un crecimiento del 12%. En tanto que las inversiones alcanzaron los 14.700 millones de pesos, un crecimiento del 33,2% respecto del mismo período del año anterior.

En un contexto desfavorable para esta industria a nivel internacional, donde la cotización del crudo Brent descendió más del 50% desde los valores vigentes al cierre del segundo trimestre de 2014, el EBITDA (resultado operativo antes de depreciaciones, amortizaciones y perforaciones exploratorias improductivas) alcanzó los 12.395 millones de pesos, un 13,3% superior al segundo trimestre de 2014.

En tanto, la utilidad operativa alcanzó los 5.578 millones de pesos, un 6,3% menos respecto del mismo período del año anterior. Este resultado se explica por el crecimiento de los costos operativos dentro de los que se incluye el efecto, por aproximadamente 2.079 millones de pesos, de la mayor amortización producto del aumento de las inversiones en los últimos años.

Valores de inversión

En este período, YPF logró sostener su nivel de actividad operativa, incrementar asimismo los valores de inversión y, de esa manera, evitar decisiones que tengan un impacto negativo en la actividad, puestos de trabajo y niveles de producción tanto actuales como futuros, como ocurrió en todo el sector tanto a nivel regional como internacional.

Estos resultados fueron aprobados por el Directorio de la compañía en una reunión celebrada hoy en el Complejo Industrial La Plata y presentados a las Bolsas de Buenos Aires y Nueva York.



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

Resultados en el *upstream*: en este segmento del negocio se sostuvo el proceso de inversión, actividad y crecimiento de la producción. Las inversiones crecieron un 40,3% y la producción total un 2,6% en comparación con el segundo trimestre de 2014.

En las áreas no convencionales, YPF logró una producción de 43.3 mil barriles de petróleo diarios con 360 pozos hasta la fecha. Y se sostienen los resultados positivos en el tight gas con una producción promedio diaria de 4,4 millones de metros cúbicos en la formación Lajas y 1,1 millones de metros cúbicos diarios en la formación Mulichinco.

Resultados en el *downstream*: YPF mantiene su posición de liderazgo en el mercado de la comercialización de combustibles con un aumento de los volúmenes de ventas de más del 6% y del 4% para gas oil y naftas, respectivamente, con una mejora sustancial en el posicionamiento de la compañía en el mercado en términos de combustibles premium. En el mix de productos comercializados, la venta de productos premium aumentó un 36,2% para el gas oil y un 31,9% para las naftas.

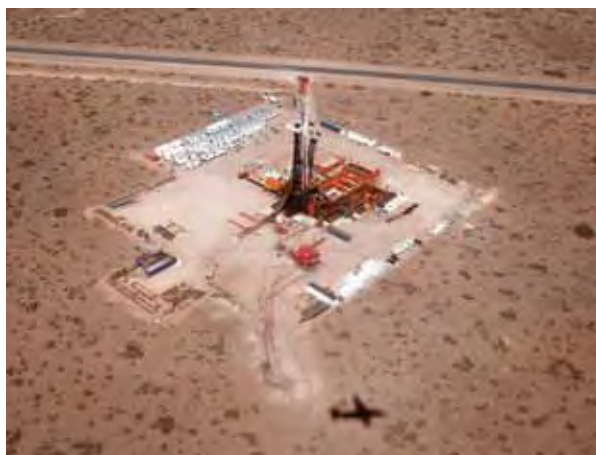
Además, el procesamiento de gas oil experimentó un crecimiento del 3%, de las naftas, un 8% y de fuel oil, un 14% respecto del segundo trimestre de 2014. Por su parte, las inversiones crecieron un 9,5% y alcanzaron los 2.008 millones de pesos.

Servotec: exitosa perforación horizontal

En el pozo CAN-x16(h), en el yacimiento Coirón Amargo ubicado a 80 km de la capital neuquina, la empresa neuquina Servotec, responsable del servicio de lodos, acompañó a la operadora con gran éxito en el desafío de perforar 1000 m horizontales.

En el 2014 se seleccionó a Servotec para asistir a la empresa en diversas perforaciones horizontales. Las primeras, con una trayectoria de 500 y 400 m, oportunidad que sirvió a la empresa para consolidar su experiencia y analizar el comportamiento de los sistemas aplicados en pozos verticales, dentro del mismo yacimiento, pero modificados para su navegación horizontal por dentro del objetivo buscado.

Esta experiencia sirvió para lograr una perforación horizontal exitosa de más de 1000 m en 13 días, perforación que se encuentra entre las primeras en la zona con estas características y que implicó un gran desafío para la ingeniería química y técnica de Servotec.



En total la perforación demandó más de dos meses de trabajo y una gran atención por su complejidad y curva de radio corto, además de presión, gas y temperatura. Servotec es una empresa joven ubicada en el parque industrial de Centenario, con capital y personal neuquino capacitado para este tipo de proyectos.

Siemens premia la innovación social

Tras los excelentes resultados obtenidos en la edición anterior, Siemens Stiftung, la Fundación Siemens Alemania, vuelve con el Premio Empowering People Award 2015 a buscar tecnologías adecuadas para atender necesidades básicas en áreas críticas. Para ello convoca a inventores y emprendedores sociales a remitir proyectos de innovación tecnológica básica y sus estrategias empresariales de implementación en ocho categorías: Agua y efluentes, energía, alimentación y agricultura, tratamiento de residuos, cuidado de la salud, asistencia a personas en situación de calle, información y comunicación y educación.



Profesionales & consultores



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



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

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

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



En la edición anterior, un proyecto argentino resultó entre los ganadores. Se trató del Mapeo de Napas con Geo-Radar, del Estudio G&D. La solución técnica propuesta permite explorar la tierra en búsqueda de agua, de una manera no destructiva y económica, y realizar el correspondiente mapeo de suelos. La característica innovadora y atractiva de este proyecto es la pequeña escala y tamaño compacto que facilita y amplía sus posibilidades de uso. Para ver más sobre este proyecto ingresen a: <http://www.empowering-people-network.siemens-stiftung.org/en/shortlist/projects/mapeo-de-napas-con-georadar-soil-research/>

Quienes deseen más información sobre Empowering People Award 2015 ingresen a: <http://www.fundacionsiemens.com.ar>

ABB conectará Noruega con Gran Bretaña

ABB, líder global en tecnologías energéticas y de automatización, obtuvo un pedido por valor de unos 450 millones de dólares para enlazar las redes eléctricas de Reino Unido y Noruega, mejorando la seguridad del suministro eléctrico en los dos países y favoreciendo la integración de más energías renovables como la eólica y la hidroeléctrica en sus redes eléctricas.

El pedido fue hecho por Statnett, el operador estatal de la red noruega, y por National Grid, una compañía internacional de electricidad y gas del Reino Unido, y se registró en el tercer trimestre de 2015.

ABB suministrará estaciones convertidoras de alta tensión en corriente continua (HVDC) en los dos extremos de la línea de NSN entre Noruega y Reino Unido. Este es el ejemplo más reciente de cómo ABB está colaborando en la construcción de líneas de transporte críticas para aumentar la capacidad de



transporte, y así poder intercambiar electricidad mejorando la seguridad e impulsando las energías renovables. ABB recientemente recibió el pedido del proyecto NordLink, una línea de 1.400 megavatios (MW) a 525 kilovoltios (kV) para conectar las redes de Noruega y Alemania.

La línea NSN podrá transportar 1.400 MW a través de aguas noruegas y británicas. Con una longitud de 730 km, será la línea submarina de mayor longitud del mundo. Se espera que entre en servicio en 2021. Según se establece en el alcance del contrato, ABB diseñará, hará la ingeniería, suministrará y pondrá en servicio dos estaciones convertidoras de 1.400 MW a ± 525 kV, utilizando la tecnología VSC (Voltage Source Converter) llamada HVDC Light®. Una de las estaciones se situará en Blyth, Reino Unido, y la otra en Kvilldal, Noruega.

ABB se ha adjudicado unos cien proyectos HVDC desde que creó esta tecnología hace más de sesenta años. Estos proyectos suponen una capacidad total instalada de más de 120.000 MW, y representan aproximadamente la mitad de toda la capacidad instalada en el mundo. ABB desarrolló la tecnología de conversión de tensión (VSC) HVDC Light® en la década de los noventa, y es el líder global en este campo, habiendo entregado 15 de los 21 proyectos VSC actualmente en operación comercial en todo el mundo. La línea NSN es el quinto contrato importante HVDC Light adjudicado a ABB durante el último año.

Schneider Electric, con la ONU por la igualdad de género

ONU Mujeres, la Entidad de la ONU para la Igualdad de Género y el Empoderamiento de la Mujer, ha seleccionado a Schneider Electric para sumarse al grupo piloto del programa HeForShe IMPACT 10x10x10. Esta selección se produce después de que la compañía especialista en gestión



HeForShe
UN Women Solidarity Movement
for Gender Equality

de la energía y la automatización haya sido reconocida con el Premio al Liderazgo 2015, por su acción a favor de la igualdad de género, en el marco de los Principios de Empoderamiento de la Mujer (WEP, por sus siglas en inglés) de ONU Mujeres y del Pacto Mundial.

HeForShe es un movimiento de solidaridad de ONU Mujeres a favor de la igualdad de género. Su misión es animar a los hombres a apoyar el cambio a favor de la diversidad y los derechos de las mujeres. El objetivo general de HeForShe es movilizar "1.000 millones de hombres antes de julio de 2015" para ayudar a las comunidades de todo el mundo a diseñar programas de cambio sostenible en favor de la igualdad de género.

HeForShe se lanzó el 20 de septiembre de 2014, con una campaña centrada en personas individuales. ONU Mujeres impulsa ahora este movimiento con una nueva iniciativa: IMPACTO 10x10x10. Este proyecto tiene como objetivo involucrar a 10 gobiernos, 10 empresas y 10 universidades de todo el mundo en el movimiento, con el objetivo de crear un grupo piloto inicial. Los miembros de los gobiernos, organizaciones de la sociedad civil, junto con las universidades y las escuelas harán compromisos reales para defender, medir y promover la igualdad de género. IMPACTO 10x10x10 también proporciona una base para fomentar nuevas organizaciones públicas y privadas para formar parte del proyecto HeForShe.

Las compañías que ya son miembros del grupo piloto IMPACTO 10x10x10 son: Accor Hotels, Koç Group, PricewaterhouseCoopers, Tupperware Brands, y Unilever, además de Schneider Electric.

Como miembro del programa HeForShe IMPACTO 10x10x10, Schneider Electric se ha comprometido para finales de 2017 a aumentar la representación de la mujer en la compañía, al 40% en la entrada de nuevas directivas y técnicas (frente al 29% actual), y aumento del 35% en la representación de puestos clave; a implementar un proceso de equidad salarial en todo el mundo que cubra el 85% de la plantilla del Grupo; y a involucrar a los líderes del Grupo en todo el mundo y crear un órgano de gobierno dedicado a este programa. Más información: www.heforshe.org

La Argentina premiada por la igualdad de género en ciencia

También relacionado con este importante aspecto de la sociedad, la participación de becarias e investigadoras en el quehacer diario de la ciencia ha dejado hace tiempo de ser una excepción para convertirse en la regla en el mundo académico de nuestro país. En la actualidad, según los últimos datos aportados por el Instituto de estadísticas de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (Unesco) sobre las 108 naciones con las que trabaja, la Argentina es uno de los países con mayor



porcentaje de mujeres trabajando activamente en ciencia del mundo, con un 52% de acuerdo con los datos de 2012. Esto incluye labores tales como actividades de campo y laboratorio, publicaciones en revistas internacionales, dirección de grupos de investigación y convocatorias a congresos y plenarios académicos. De acuerdo con la información de 2014 del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), las becarias totalizaron 5.715 a fin del año pasado, contra 3.792 hombres, lo que da una relación de poco más del 60% de participación femenina. En cuanto a becas posdoctorales, en 2014 unas 1.242 mujeres fueron financiadas por el organismo, contra 801 hombres.



Componentes, Sistemas y Servicios Hidráulicos para la Industria del Gas y del Petróleo.

Distribuidor Exclusivo
- Oil & Gas -



VARSTAT
Sociedad Anónima



info@varstat.com.ar | www.varstat.com.ar

Esta realidad fue hace poco reafirmada con creces por la Dra. Norma Sbarbati Nudelman, investigadora superior del Conicet, quien participó en Malasia del Foro Internacional para el Aprovechamiento de los talentos de las mujeres, evento organizado por el Centro Internacional de Cooperación Sur-Sur en Ciencia, Tecnología e Innovación, (ISTIC, por sus siglas en inglés) bajo el auspicio de la UNESCO. Allí, la investigadora realizó una presentación sobre el desarrollo de talento para las futuras mujeres líderes en ciencia y tecnología y recibió la felicitación de la directora General de la Unesco, Irina Bokova. “El evento contó con la participación de representantes de 34 países. Fue un orgullo recibir la felicitación de la directora General durante la conferencia inaugural”, aseguró Nudelman.

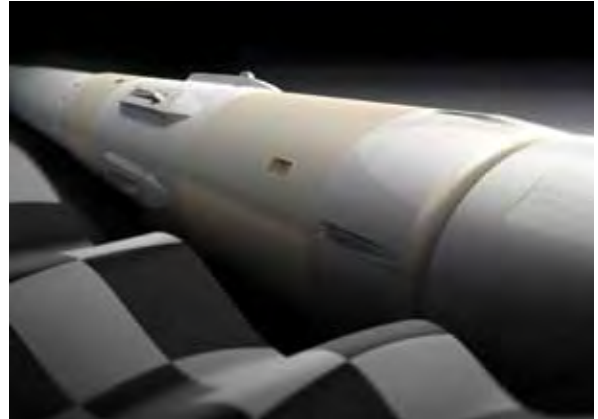
De acuerdo con las cifras relevadas en 2012 por el Instituto de Estadísticas de la Unesco, el porcentaje de mujeres científicas en la Argentina alcanza el 52%, frente al 20% de los Estados Unidos, el 48% de Brasil, el 31,6% de México, el 27,5% de Chile y el 4% en Japón, entre otros países. Por su parte, el Censo de la Unión Europea de 2013 da un promedio global mundial de 26% de mujeres en ciencia. En ese informe, la alta tasa de la Argentina hace subir a 45,2% el porcentaje global de América latina, siendo así el mayor del mundo por región y superando a continentes como Europa, que alcanza el 34%. Cabe destacar esta cifra de mujeres investigadoras alcanzada es un logro muy importante para América latina, especialmente si se toma en cuenta que apenas catorce años antes las investigadoras mujeres totalizaban poco más del 30% del total de investigadores.

Los principales objetivos del foro fueron compartir puntos de vista en la elaboración de estrategias para abordar el desequilibrio de la participación de las mujeres en la ciencia, la tecnología y la ingeniería en los sectores empresariales y gubernamentales, así como también perspectivas a futuro.

Nuevo sistema rotatorio de perforación de Weatherford

Weatherford International presentó al mercado el sistema rotatorio de perforación (RSS) *Revolution* en el marco de la Conferencia de Tecnología para Recursos no Convencionales (URTeC).

Esta nueva generación de RSS proporciona capacidades para diversas aplicaciones de perforación direccional en pozos complejos. Con sensores avanzados y telemetría, *Revolution* les ofrece a las operadoras un método confiable para perforar desde trayectos verticales hasta horizontales en una sola corrida.



“A medida de que la relación entre pozos direccionales y pozos perforados verticalmente aumenta, crece la necesidad de acceder a reservas de difícil alcance mientras se mejora la tasa de penetración y la calidad del hoyo. El sistema RSS *Revolution* permite la perforación direccional en secciones curvas y laterales en una sola corrida, así como en aplicaciones de alta presión/temperatura y altas severidades (*high-dogleg*). Este desempeño facilita la obtención de mediciones petrofísicas mientras se maximiza el área de contacto del pozo con el yacimiento para una mayor productividad. Durante el último año y medio, *Revolution* ha perforado más de 280 pozos verticales, de alta desviación y laterales en una sola corrida, para un total de 2,4 millones de pies”, dijo Etienne Roux, vicepresidente de Servicios de Perforación de Weatherford.

Nuestra experiencia como uno de los primeros proveedores de sistemas rotatorios de perforación para ambientes de alta presión/temperatura nos ha permitido diseñar un sistema que soporta temperaturas de hasta 300° F (149 ° C), lo cual es clave para que las operadoras puedan producir en ambientes desafiantes con un control preciso de la perforación. Su mecanismo de deflexión de la broca (*point-the-bit*) y control geológico en tiempo real hacen de *Revolution* un sistema ideal para otros entornos de perforación complejos, como pozos en aguas profundas, proyectos no convencionales y formaciones dañadas y de bajo balance.

A la fecha, *Revolution* ha completado numerosos proyectos exitosos para importantes operadoras en la cuenca no convencional Eagle Ford, Texas. Recientemente, este sistema fue usado para perforar un pozo horizontal onshore a través de formaciones desafiantes de calizas y areniscas hasta una profundidad total de 16,559 pies (5,014 m), y altas temperaturas de hasta 328° F (164° C). El rango de perforación promedio alcanzado por *Revolution* fue de un 75% más rápido que el de ensambles de motores rotatorios convencionales. En otro proyecto, en Eagle Ford, nuestro sistema RSS logró un promedio de 180 pies/hr (55 m/hr) en seis pozos, y un récord de 227 pies/hr (69 m/hr) en uno de ellos, reduciendo así el ciclo de perforación en dos semanas para un ahorro de más de USD 1 millón en costos operacionales.

Revolution es compatible con nuestra completa gama de servicios de mediciones y registros durante la perforación (M/LWD), incluyendo información del estado y configuración de la herramienta en tiempo real para asegurar un pozo de alta calidad.

Schneider integra sistemas para producir más y consumir menos recursos

En los entornos industriales de hoy, la transformación del panorama energético es más profunda que nunca. Algunos expertos calculan que para 2050 la demanda energética en nivel mundial se duplicará y la comunicación máquina-máquina y el uso del Internet serán cien veces mayor a la red actual.

La industria ha sido rápidamente alcanzada por las megatendencias de TI como la digitalización, la Nube y BigData, abriendo paso a que otras tendencias derivadas de estas como la Internet de las Cosas (IoT) e Infraestructura Convergente generen la necesidad apremiante de transformar los sistemas de administración de procesos industriales.

Schneider Electric desarrolló dos plataformas con la arquitectura más completa para la eficiencia energética en la industria: EcoStruxure y PlantStruxure. Con ellas la multinacional francesa no solo está lista para liderar el nuevo panorama energético y tecnológico, sino que ya ha ayudado a empresas de diferentes industrias alrededor del mundo en cinco ámbitos clave: gestión de la energía, administración y automatización de procesos y maquinaria, gestión de la seguridad, administración de sistemas de TI y de automatización de edificios (BMS, por sus siglas en inglés). Entre las principales industrias se encuentran la automotriz y la minería.

EcoStruxure crea sistemas inteligentes de manejo de la energía, lo que permite medir, ver y administrar el consumo de energía en centros de datos, plantas industriales y edificios automatizados, alcanzando el mejor rendimiento sin importar el proveedor.

Al integrar sistemas energéticos dispares en una sola plataforma las soluciones de Schneider Electric desempeña un papel vital en la reducción del consumo energético y las emisiones de gases invernadero cuidando al planeta y a sus clientes, al mismo tiempo que maximizan la economía del cliente al optimizar los gastos de capital y de operación.

Durante 2015, Schneider Electric anunciará soluciones para el diseño de máquinas de alta eficiencia en costo, ci-

berseguridad en todos los niveles del proceso y la interacción inteligente hombre-máquina H2I (*Human Intelligent Interface*). Asimismo, se dará a conocer la metodología de EcoStruxure basada en tres pilares:

Identificación de ahorros potenciales con mayor visibilidad en el consumo de la energía, evaluación comparativa de equipos eléctricos e informes con estimación del ROI.

Inversión para reducir el consumo, priorizando la planeación y la administración de la eficiencia energética, optimizando la gestión de tarifas, y la reducción en el costo de la electricidad y emisiones de CO₂.

Supervisión y mantenimiento del ahorro mediante la observación de las fuentes de energía, la definición de indicadores clave de rendimiento (KPI) y la monitorización en tiempo real.

La visión de Schneider Electric es que una planta inteligente del futuro funcione en un ecosistema ampliamente conectado y sostenible fruto de las tendencias de Big Data, Nube e Internet de las Cosas (IoT). Tras la compra de Invensys en 2013, el alcance global de PlantStruxure se ha expandido rápidamente. Esta oferta ahora incluye un amplio rango de soluciones en seguridad y aplicaciones en procesos de Sistemas de Control Distribuido (DCS, por sus siglas en inglés), las cuales se proveen a través de sistemas de control híbrido, plantas e infraestructura para aplicaciones discretas y telemetría para arquitecturas remotas. Lo que permite a las empresas alcanzar las mejores respuestas en el manejo de la energía y el rendimiento empresarial en los niveles de supervisión, aplicación y *software*.

AXION energy inauguró su primera estación de servicio en Corrientes

AXION energy inauguró oficialmente la primera estación de servicio con marca AXION en la ciudad de Corrientes como parte de su proyecto de reidentificación de la red de 550 puntos de venta que operaban en todo el país bajo la marca Esso. Esta nueva estación es la número 20 con la nueva marca AXION en el país. El proyecto de expansión y renovación de la red de estaciones de servicio es parte del

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



crecimiento de la empresa en el país, que contempla incorporar nueve estaciones más en la provincia de Corrientes con la marca AXION. Este proyecto se desarrolla junto a los operadores de las bocas de expendio.

Con el objetivo de consolidar su posición en el mercado de refinación y comercialización de combustibles, desde fines de 2014 la compañía lleva a cabo un proyecto de reidentificación y expansión de su red comercial, lanzando al mercado la marca AXION energy.

La nueva estación correntina, al igual que todas las AXION del país, presenta una imagen renovada y una mejora sustancial en la calidad de los productos y servicios ofrecidos. Para agilizar las transacciones comerciales y la circulación de los vehículos, incluye un nuevo concepto en islas de despacho con surtidores de última generación que permiten la disponibilidad de los productos en todas las posiciones de carga. Esta estación también incluye una nueva tienda de conveniencia bajo el nombre "Spot!", con una amplia y mejorada oferta gastronómica.

Las naftas que se ofrecen son la AXION Premium, AXION Súper, AXION Diesel y AXION Euro+Diesel, reformuladas recientemente con los más altos estándares de calidad para satisfacer las exigencias de los automóviles más modernos, y la línea MOBIL, marca líder mundial en lubricantes.

Wärtsilä suministrará la electricidad de las Islas Vírgenes

Wärtsilä realizará la ampliación de la central eléctrica de Pockwood Pond en las Islas Vírgenes, propiedad de la empresa British Virgin Islands Electricity Corporation (BVIEC).



La ampliación consiste en dos grupos de generadores del tipo Wärtsilä 9L46, los sistemas auxiliares asociados y un nuevo edificio, todo a entregar bajo la modalidad "llave en mano". Los grupos generadores funcionarán con gasóleo y tendrán una potencia total de 17 MW. Tras la ampliación y la retirada simultánea de dos grupos antiguos, la potencia de la central eléctrica será de 50 MW. Está previsto que el proyecto concluya a fines de 2016.

Los dos primeros grupos de Wärtsilä se instalaron en Pockwood Pond en 1995. Desde entonces la central eléctrica se ha ido ampliando hasta acoger a cuatro grupos más. Después de la nueva ampliación la central tendrá un total de ocho grupos de generadores Wärtsilä.

Tras retirar de la central los dos grupos que no son de Wärtsilä, el cien por ciento de la electricidad consumida en la Islas Vírgenes Británicas será generada con la tecnología de Wärtsilä. La central Pockwood Pond, que está situada en Tórtola, la isla principal, suministra electricidad a todas las restantes once islas mediante cables submarinos.

Emerson adquiere Energy Solutions

Emerson Process Management ha adquirido Energy Solutions International Holdings Inc. (ESI), un proveedor global de software y servicios en apoyo a la toma de decisiones las cuales mejoran la eficiencia operativa, la rentabilidad comercial y la seguridad en tuberías de combustible y gas, almacenamiento, mercadeo y actividades de distribución.



La adquisición de ESI expande la capacidad de Emerson para ofrecer soluciones completas de automatización y gerencia de operaciones a través de la industria del transporte de combustible y gas.

El conjunto integrado de aplicaciones para el manejo operativo utilizado en el diseño de tuberías, detección de fugas y planificación de ESI, junto con sus aplicaciones comerciales para la contabilidad de transacciones y manejo de inventario, son reconocidas por mejorar tanto la eficiencia de las operaciones como la rentabilidad financiera.

ESI se unirá al grupo Remote Automation Solutions de Emerson, el cual brinda control de supervisión de combustible y gas y adquisición de datos (SCADA), así como soluciones de medición fiscal.

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



Curso de Corrosión Microbiológica



En el marco de los prestigiosos cursos que se imparten en el IAPG, a finales de julio último se realizó en la sede de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires un curso práctico sobre Corrosión microbiológica, aspectos básicos, casos y experimentos. El curso fue dictado por la Dra. Matilde F. de Romero (Presidente de INCORS Perú), junto con MSc. Yureis Villasmil y la Ing. María José Gutiérrez.



Además de los conocimientos impartidos y la brainstorming para la solución de casos reales, se desarrollaron prácticas de laboratorio con cupones reales en las que se caracterizaron las bacterias existentes en los sistemas.

Los participantes recibieron el libro *La Corrosión Microbiológica: aspectos básicos, casos y experimentos*, de la Dra. Matilde F. de Romero.





Homenaje a los descubridores del primer pozo en Tierra del Fuego



Organizado por el IAPG Seccional Tierra del Fuego, se conmemoró recientemente el 66° aniversario del descubrimiento del primer pozo petrolero, el TF1 25 km al norte de Río Grande. El acto contó con la presencia de representantes de las principales operadoras petroleras de la provincia y de estudiantes del CENT 35, institución relacionada con la actividad productiva.

Presidió Alejandro Prado, flamante presidente de la Seccional, quien junto al monolito que recuerda a los pioneros del petróleo y gas en Tierra del Fuego expresó su “profundo respeto por la gente que participó en el descubrimiento del primero pozo”, quienes debieron trabajar en condiciones climáticas duras y que fue el disparador de “la gran riqueza que tiene esta provincia que, aunque no lleguemos al uno por ciento de la población, estamos produciendo el 20% del gas que consume el país”.

Por su parte, Jorge Cureda, presidente saliente de la Seccional Tierra del Fuego del IAPG, recordó que los pioneros del petróleo en la región comenzaron el 6 de enero de 1949 y el 17 de junio habían descubierto petróleo, “sin conciencia de la dimensión de lo que habían obtenido”. Y destacó el papel del IPAG en la recuperación de la memoria de todos esos trabajadores “porque es parte de la historia de nuestra isla”.

Asistieron también el secretario general del Sindicato de Petróleo y Gas Privado, Luis Alberto Sosa; el secretario adjunto, Gerardo Ovejero y el secretario de prensa, René Vergara; Julio Necul y Moisés Solorza del sindicato de Jerárquicos; así como autoridades de Infantería de Marina.

La Seccional Comahue se adelantó al Día del niño

Una vez más, y como ya es tradición, la Seccional Comahue del IAPG, a través de su Subcomisión de Eventos & Comunicaciones, entregó el mes de agosto varios pares de zapatillas para niños, a instituciones no gubernamentales, para ayudar a celebrar el Día del niño.



En esta oportunidad, miembros de la Seccional como su gerente, Carlos Postai; y de la sede central, como Gabriela Viñuela; visitaron el Hogar de Niños “Nuestra Señora de la Misericordia” ubicado en el Barrio Progreso de la ciudad del Neuquén.



Este hogar alberga a docenas de niños menores de 12 años en situación de vulnerabilidad que recibieron con mucha alegría las donaciones de calzado.

Desde hace 12 años, la Seccional Comahue del IAPG realiza este tipo de acciones que se enmarcan en su Programa de Responsabilidad Social Empresaria.

Cabe destacar, además, que se trata de zapatillas fabricadas por niños con capacidades diferentes en el Taller Esperanza de la ciudad de Cutral-Co.

La Seccional espera cumplir este año con al menos cuatro instituciones de estas características.

Cursos de actualización 2015

SEPTIEMBRE

NEGOCIACIÓN, INFLUENCIA Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Instructor: *C. Garibaldi*
 Fecha: 3 al 4 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*
 Fecha: 3 al 4 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

CONTROL DE GESTIÓN Y TABLERO DE CONTROL EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Instructor: *C. Topino*
 Fecha: 3 al 4 de septiembre
 Lugar: Neuquén

FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS

Instructor: *C. Garibaldi*
 Fecha: 7 al 8 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*
 Fecha: 7 al 12 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina*
 Fecha: 9 al 11 de septiembre
 Lugar: Comodoro Rivadavia

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo*
 Fecha: 10 al 11 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 2

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*
 Fecha: 14 al 19 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*
 Fecha: 14 al 15 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*
 Fecha: 17 al 18 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: *A. Khatchikian*
 Fecha: 21 al 25 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

TRANSITORIOS HIDRÁULICOS EN CONDUCTOS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Instructor: *M. Di Blasi*
 Fecha: 28 al 30 de septiembre
 Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS

Instructor: *J. Rosbaco*
 Fecha: 1 al 2 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO

Instructor: *A. Khatchikian*
 Fecha: 13 al 16 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructor: *M. Carnicero y M. Ponce*
 Fecha: 13 al 14 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios, S. Martín*
 Fecha: 15 y 16 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*
 Fecha: 19 al 23 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río, V. Domínguez*
 Fecha: 21 al 23 de octubre
 Lugar: Comodoro Rivadavia

EVOLUCIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO

Instructor: *C. Topino*
 Fecha: 26 y 27 de octubre
 Lugar: Buenos Aires

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructores: *P. Subotovsky*
 Fecha: 28 al 30 de octubre, Lugar: Buenos Aires

TALLER REGIONAL

Mejores prácticas operacionales y de gestión en exploración y producción costa afuera

1° y 2 de octubre de 2015 | Montevideo, Uruguay

Inscríbese antes del **25 de setiembre** para obtener descuento

ORGANIZAN:



ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.



World Petroleum Council

AUSPICIA:



www.tallerarpelwpc.org

+ INFO

Gabriela Pritsch: gpritsch@arpel.org.uy
Sabrina Savastano: ssavastano@arpel.org.uy
Teléfono: (598) 2410-6993
@ARPEL_Petroleo

NOVEDADES DESDE HOUSTON

Renuevan autoridades en el IAPG Houston



La plana mayor del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas de Houston se renueva por medio de elecciones anuales, y para ello llevó a cabo la Asamblea Anual y Elecciones 2015.

En efecto, el pasado 13 de agosto, los miembros en la Institución tuvieron la oportunidad de votar a viva voz a las nuevas autoridades que regirán los destinos del organismo para el período 2015-2016. El evento se llevó a cabo en un salón del Hotel Doubletree en Greenway Plaza, Houston.

En el proceso, resultó electo para liderar la organización el Ing. Guillermo Hitters de la firma Unimin Corporation.



Además, fueron electos el Ing. Diego Mur como vicepresidente, Pietro Milazzo como tesorero y Colleen McKnight como secretaria.

En su discurso, el presidente saliente Pietro Milazzo presentó el informe anual de actividades y estado financiero, al tiempo que resaltó los logros obtenidos durante la gestión 2014-2015, el catorceavo año de la organización. Milazzo destacó la constante labor de los distintos comités de la organización: Foros, Golf, Membresía y Patrocinio, Eventos sociales e Institucionales a lo largo del año.

En especial se agradeció el desempeño del Comité de Foros y del Comité Institucional, que lograron un exitoso año con foros que incluyeron, entre otros, la presencia de Ali Moshiri de Chevron o la visita de la Secretaria de Energía de la Nación, la Ing. Mariana Matranga, a Houston.

Seguidamente, Milazzo entregó ceremonialmente el mando al Ing. Hitters y detalló los demás cargos electos para el período 2015-2016:

Presidente: Guillermo J. Hitters

Vicepresidente: Diego Mur

Tesorero: Pietro Milazzo

Secretario: Colleen McKnight

Directores: 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, Norma Valle

La nómina fue aprobada por unanimidad y, de esta forma, el directorio del IAPG Houston para 2011-2012 quedó constituido con la inclusión de dos nuevos directores,



Daniel Viassolo de Halliburton y Andrés Weissfeld de Tenaris. De acuerdo con los estatutos, los directores solo se representan a sí mismos y no a la empresa a la que pertenecen ni a ninguna otra organización.

Finalmente, Guillermo Hitters dirigió sus primeras palabras en calidad de nuevo presidente y aprovechó para dar una cálida bienvenida a los nuevos miembros del directorio.

En su alocución, Hitters mencionó la necesidad de seguir construyendo sobre lo realizado y de continuar incrementando la presencia del IAPGH en la comunidad de Houston mediante nuevos canales de comunicación, como la web y las redes sociales. También mencionó la creación de un nuevo comité dedicado a profundizar la participación de los jóvenes profesionales de la industria en el IAPGH.

Nuevo foro: el futuro del precio del petróleo

Bajo el nombre “¿Qué puede aguardar en el futuro para los precios del petróleo?”, el IAPG Houston prepara para el 27 de agosto uno de sus prestigiosos foros, impartido en esta ocasión por Harold “Skip” York, vicepresidente de Servicios Integrados de Wood Mackenzie.

Con la hipótesis de que el actual ambiente en el que se manejan los precios beneficia a la demanda de petróleo, si bien constituye una amenaza potencial al abastecimiento

a largo plazo; y que el costo de compresión en campo y eficiencia mejorada está reduciendo el *break-even*, si bien las mejoras en competitividad varían según la región (la incertidumbre clave en el futuro de los precios del petróleo reside en la respuesta de la OPEP, ya que las actitudes varían según el país miembro), York intentará responder cómo está actuando la demanda ante los precios bajos, cuán robusto ha devenido el *tight oil* estadounidense, cuál es el *share* de crecimiento de países de adentro y de afuera de la OPEP; y qué desafío hallan los miembros de la OPEP en responder a las necesidades de presupuesto.

Como ya es tradición, el foro se realizará en el Double-Tree Houston Greenway Plaza Hotel, salón Plaza Ballroom. Más información en www.iapghouston.org.



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

ÍNDICE DE ANUNCIANTES

3M	49	Marshall Moffat	19
Abb	81	Martelli Abogados	60
Aesa	17	Metalúrgica Albace	47
Antares Naviera	100	Metalúrgica Siam	30
Arpel	151	Milicic	89
Axion	44	Mwh Argentina	26
Axion Elevadores & Hidrogrúas	77	Norpatagónica	58
Bivort	51	Pan American Energy	Retiro de tapa
Carbo San Luis	103	Pecom Servicios Energía	121
Cedro Textil Workwear	83	Petrobras Argentina	85
Chevron	123	Petroconsult	145
Compañía Mega	27	Petrolier	116
Congreso Refinación	129	Registros de Pozos	130
Contreras	55	Schlumberger Argentina	13
Consular	119	Schneider Electric	65 y 67
Cummins Argentina	61	Servium	69
Cursos IAPG	133	Servotec	106
Del Plata Ingeniería	64	Shale en Argentina	131
Digesto Ambiental	147	Sullair Argentina	91
Drillmec Argentina	113	Superior Energy Services	35
Edelflex	115	Swiss Medical/Ecco Emergencias	101
Electrificadora Del Valle	36	Tacker Solutions	99 y 107
Enarsa	102	Tecna	71
Ensi	31	Tecpetrol	Retiro de contratapa
Esferomatic	76	Total	9
Finning Argentina	87	Transmerquim Argentina	Contratapa
Foro IAPG	153	Tubhler	59
Funcional	33	Tyco Integrated Fire&Security	96 y 97
Gabino Lockwood	45	V y P Consultores	68 y 141
Ge Oil&Gas Products & Services Argentina	37	Valbol	79
Giga	141	Varstat	143
Halliburton Argentina	23	Vetek	48
Hempel Argentina	46	Vitucci	117
Hotel Correntoso Lake&River	66	Wärtsila	135
Ibc- International Bonded Couriers	140	Weatherford Argentina	41
Indura Argentina	72	Ypf	7
Industrias Químicas Dem	105	Zoxi	63
Infa	111		
Iph	88	Suplemento Estadístico	
Karcher Argentina	93	Industrias Epta	Contratapa
Kerui Group	32	Ingeniería Sima	Retiración De Tapa
Lufkin Argentina	73	Texproil	Retiración De Contratapa



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com
facebook.com/tecpetrol



SIMPLIFICAR ES LO QUE HACEMOS

Nuestro nombre representa una amplia gama de productos y servicios personalizados para la industria petrolera en áreas como perforación, terminación, cementación, estimulación y downstream.

GTM es sinónimo de entrega a tiempo, asesoría y respaldo profesional, acorde con sus necesidades y superando sus expectativas.

¡Contáctenos! Tenemos presencia en 14 países en América Latina y oficinas de suministro en Estados Unidos y Asia.

Su socio de confianza
en América Latina

www.gtm.net

