

# PETROTECNIA

**iAPG**  
**6 | 13**

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LIV - DICIEMBRE 2013

## AOG-FIH 2013



Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LIV N° 6



Media sponsor de:



**IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos**  
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



# Compromiso con el país. Hoy y siempre.

- Somos la segunda productora de hidrocarburos del país, presente en las principales cuencas de la Argentina: Golfo San Jorge, Neuquina, Noroeste y Austral. Generamos trabajo para más de **11.000 familias**.

- **Siempre creímos en el país.** Desde 2001, somos la empresa que más ganancias reinvertió en la Argentina. Fueron 8.500 millones de dólares en los últimos 11 años y van a ser otros 1.250 millones de dólares más en 2013.

- Esa vocación por crecer nos llevó a aumentar un **31% nuestra producción de petróleo** y un **88% la de gas**.

- La misma vocación que nos lleva a desarrollar **59 programas sociales** que atienden las necesidades de **82.000 argentinos**.

- Desde 2005, desarrollamos el Programa Pymes, el único de índole privada que brinda capacitación y asistencia técnica gratuita a más de **180 empresas** de Chubut y Santa Cruz. Este año se suman empresas de Salta y Neuquén.

**Esto es lo que siempre hicimos y lo que seguiremos haciendo.  
Porque cuando crecemos, crece también la Argentina.**



**Pan American  
ENERGY**

Más que petróleo

[www.panamericanenergy.com](http://www.panamericanenergy.com)



Como ya es costumbre, para la edición de diciembre *Petrotecnia* se reserva presentar los temas de mayor relevancia ocurridos durante este año que se va, dentro de la industria del petróleo y del gas. Y, sin duda, la mejor manera es desarrollar todos los contenidos del foro que acompañó a la novena edición de la Argentina Oil & Gas 2013, la exposición organizada por este Instituto, que constituye el evento más importante sobre energía que se celebra en el país.

El encuentro tuvo lugar en la ciudad de Buenos Aires, del 7 al 10 de octubre, en el predio de la Rural, y recibió más de 25.000 visitantes; mientras, de manera paralela, se celebraba el Foro de la Industria de los Hidrocarburos, el FIH 2013, bajo el lema de "Recursos no convencionales: un nuevo horizonte energético". En efecto, a lo largo de todos esos días se realizó una serie de mesas redondas, en las que expertos de cada área fueron desgarrando los desafíos que afronta la industria ante el desarrollo de esta manera no convencional de producir, y que representa una oportunidad providencial para un país como el nuestro, con recursos convencionales finitos.

El resultado fue de tal excelencia que Petrotecnia quiso que los contenidos llegaran a todos sus lectores; por eso, en este número hemos repasado cada debate, cada mesa redonda, como así también hemos resaltado los mejores aportes de cada orador. Quien recorra nuestras páginas de este número encontrará el auténtico *state of the art* de la actividad de los no convencionales en el país, su actualidad, sus expectativas y su horizonte más realista.

La tecnología y la logística necesarias y disponibles tanto para el *upstream* como para el *downstream*; la exploración y los desafíos de producción de los recursos no convencionales; los imprescindibles recursos humanos, escasos en todo el mundo; y sobre todo, el desarrollo de esta actividad en condiciones de cuidado de la sustentabilidad, son todos temas actuales y tratados detenidamente a lo largo de cada una de las mesas redondas llevadas a cabo.

En la sección de notas técnicas, en momentos en los que cuidar la energía resulta más necesario que nunca, incluimos en este número un trabajo sobre cómo se distribuye el consumo de gas; es parte de la cruzada de concientización sobre la eficiencia energética que el IAPG mantiene desde hace tiempo, y que realiza sistemáticamente a través de sus publicaciones, pero también enseñando a los más chicos en escuelas primarias con el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PUREE), y de las escuelas secundarias a través de la Olimpiada de Preservación del Ambiente.

Y para agregar algunas pinceladas de color a este fin de año tan intenso, proponemos una nota de color, y nunca mejor dicho: exactamente, una nota sobre la generación del color, apuntando a la diversidad de intereses científicos de nuestros lectores.

Por último, compartimos con ustedes cómo fue la celebración del Día del Petróleo el 13 de diciembre último, en Buenos Aires y seccionales; además de anticiparles algunos de los congresos y jornadas propuestos para el año próximo, entre ellos el Congreso de Integridad en Instalaciones y el hito más importante para los geocientistas: el Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplor), que tendrá su novena edición en noviembre próximo.

Los esperamos en el 2014. ¡Felicidades, y hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



# Sumario



## Tema de tapa | AOG-FIH, 2013

### 08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas  
Suplemento estadístico

### Tema de tapa



10

#### ■ La AOG-FIH 2013, con la mirada puesta en los Recursos No Convencionales

Por Lic. Carlos Colo (YPF).

Este número de Petrotecnia transcribe los fragmentos más destacables expuestos en las mesas redondas organizadas por el IAPG en el Foro de la Industria de los Hidrocarburos, que acompañó a la exitosa Expo Argentina Oil & Gas 2013.



14

#### ■ Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales Parte I: “Tecnologías para comprender el reservorio desde adentro del pozo”.

Por Martín Paris (Baker Hughes), Federico Sorenson (Halliburton), Richard Brown (Schlumberger) y Héctor Domínguez (Weatherford).

Expertos de las principales compañías de servicios hablaron de las ventajas de integrar los datos de núcleos, perfiles y todos los registros que obtienen en tiempo real, para comprender mejor los datos básicos del reservorio.



30

#### ■ Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales Parte II: “Tecnologías de superficie para optimizar la producción”.

Por Larry Irving (Emerson) y Frank Whitsura (Honeywell).

En esta mesa, los expertos en aplicaciones de automatización y control se refirieron a las tecnologías que se han utilizado en los países con amplia experiencia en la producción de *shale* gas.



42

#### ■ Mesa redonda: *Clusters* con contenido local: “Los desafíos que afronta la cadena de valor”.

Por Mary Esterman (Flargent), Pablo Gatto (Link Chemical), Marcelo Guiscardo (QM) y Carlos Matus (YPF Sustenta).

Los representantes de empresas proveedoras se refirieron a cómo se posicionan ante la demanda que puede sobrevenir a partir del desarrollo de *shale* gas o *shale* oil.



52

#### ■ Mesa redonda: La exploración de Recursos No Convencionales. “La importancia de una buena caracterización”.

Por Rubén González (Chevron Argentina), Sebastián Galeazzi (Total Austral), Ricardo Livieres (ExxonMobil Exploration Argentina) y Carlos Colo (YPF S.A.).

La visión de los geocientistas de las principales compañías sobre las ventajas de entender al reservorio, para una mejor búsqueda de los recursos no convencionales.



62

#### ■ Mesa redonda: Desafíos para el desarrollo de los Recursos No Convencionales: “Atravesar los obstáculos”.

Por Juan Garoby (YPF S.A.), Víctor Linari (Americas Petrogas), Marco Gardini (Medanito), Gabriela González (Pan American Energy); Tristán Armaretti (Petrobras Argentina).

Se apunta aquí al corazón del proyecto no convencional: cómo alcanzar el desarrollo económico, incrementar la productividad, bajar los costos y optimizar la información para identificar los *sweet spots*.



74

■ **Mesa redonda: Desarrollo de recursos humanos y tecnológicos.**  
**“Para paliar la falta del talento experto”.**

Por *Santiago Sacerdote (Conicet)*, *Jorge Aliaga (FCEN-UBA)*, *Santiago Bellomo (Fundación YPF)*, *Héctor Tamanini (Tecpetrol)* y *Bernard Gremillet (YPF S.A.)*.

El capital humano analizado como elemento diferenciador, y la búsqueda de soluciones ante su escasez en las especialidades y niveles requeridos.

### Nota técnica



86

■ **“¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente”.**

Por *Salvador Gil (Enargas -Unsam)* y *Roberto Prieto (UNSAM)*.

En este trabajo se realiza un análisis que permite diseñar un esquema de categorización de usuarios residenciales que, respetando los escenarios térmicos prevalentes en las distintas regiones, sea equitativo y promueva un uso más eficiente de la energía.



94

■ **“Una nota de color”.**

Por *Ing. Carlos Casares*.

Un paseo por la composición del color, con el que se relaciona toda nuestra existencia, analizado a fondo.

### Actividades



100

■ **Ganadores 2013 de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente.**

Los mejores trabajos para salvar el futuro del planeta este año profundizaron en la desertificación del suelo y la conservación del agua.



102

■ **Se celebró el Día del petróleo y del gas.**

Al cumplirse el 106° aniversario del descubrimiento en el país, la industria volvió a reunirse en pleno para recordar su día.



106

■ **Congresos y Jornadas. Los que se fueron y los que vendrán.**

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

109 **Novedades de la industria**

114 **Novedades del IAPG**

121 **Novedades desde Houston**

122 **Índice de anunciantes**



Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)

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

**Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:**

Mirta Gómez y Romina Schommer

**Departamento Comercial:** Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnia.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, Fernando Romain, Romina Schommer, Gabino Velasco, Nicolás Verini

### 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 LIV N° 6, diciembre de 2013**

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

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

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

Adherida 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 *Petrotecnia*.

### Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 420

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 300

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

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar

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



## Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2012-2014

### CARGO

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

### EMPRESA

Socio Personal  
YPF S.A.  
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)  
AXION ENERGY ARGENTINA S.R.L.  
METROGAS S.A.  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)  
PETROBRAS ARGENTINA S.A.  
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.  
TOTAL AUSTRAL S.A.  
  
TECPETROL S.A.  
PLUSPETROL S.A.  
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)  
GAS NATURAL FENOSA  
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.  
APACHE ENERGÍA ARGENTINA S.R.L.  
  
WINTERSHALL ENERGÍA S.A.  
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)  
SIDERCA S.A.I.C.  
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)  
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.  
BOLLAND & CIA. S.A.  
REFINERÍA DEL NORTE (REFINOR)  
TECNA S.A.  
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina  
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.  
DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)  
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.  
GASNOR S.A.  
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.  
LITORAL GAS S.A.  
A-EVANGELISTA S.A. (AES)  
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.  
SOCIO PERSONAL  
PALMERO SAN LUIS S.A.  
CESVI ARGENTINA S.A.

### Titular

Ing. Ernesto López Anadón  
Dr. Gonzalo Martín López Nardone  
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso  
Sr. Hernán Trossero  
Lic. Marcelo Nuñez  
Ing. Daniel Alejandro Ridelener  
Sr. Javier Gremes Cordero  
Ing. Ronaldo Batista Assunção  
Ing. Ricardo Aguirre  
Sr. Jean-Marc Hosanski  
  
Cont. Gabriel Alfredo Sánchez  
Ing. Juan Carlos Pisanu  
Ing. Sergio Mario Raballo  
Ing. Horacio Carlos Cristiani  
Sr. Horacio Cester  
Ing. Daniel Néstor Rosato  
  
Cont. Gustavo Albrecht  
Dr. Santiago Marfort  
Ing. Guillermo Héctor Noriega  
Ing. Miguel Angel Torilo  
Ing. Abelardo Gallo  
Ing. Adolfo Sánchez Zinny  
Ing. Daniel Omar Barbería  
Sr. Jorge Sgalla  
Ing. Eduardo Michieli  
Ing. Juan José Mitjans  
Sr. Enrique Jorge Flaiban  
Ing. Raúl Bonifacio  
Lic. Rodolfo H. Freyre  
Sr. Claudio Aldana Muñoz  
Ing. Ricardo Alberto Fraga  
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello  
Ing. Eduardo Daniel Ramírez  
Ing. Carlos Alberto Vallejos  
Sr. Marcelo Horacio Luna  
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

### Alterno

Sra. Silvina Oberti  
  
Ing. Daniel Santamarina  
Lic. Jorge Héctor Montanari  
Ing. José Alberto Montaldo  
Ing. Daniel Alberto Perrone  
Dr. Diego Saralegui  
Ing. Guillermo Rocchetti  
Sr. José Luis Fachal  
Dra. Gabriela Roselló  
Ing. Héctor Raúl Tamanini  
Lic. Marcelo Eduardo Rosso  
Ing. Jorge M. Buciak  
Ing. Martín Yañez  
  
Sr. Fernando G. Araujo  
Ing. Julio Shiratori  
Lic. Gustavo Oscar Peroni  
Ing. Carlos Gargiulo  
Ing. Daniel N. Blanco  
Lic. Mariano González Rithaud  
Sr. 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  
Lic. Miguel Guillermo Euwe  
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz  
Dr. Hernán D. Flores Gómez  
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

Desarrollo de petróleo y gas

# UN DESAFÍO HISTÓRICO

La Argentina tiene una oportunidad histórica para cambiar su paradigma energético. Los inmensos recursos no convencionales (shale gas y shale oil) son la alternativa para transformar a nuestro país en un gran productor y evitar las pérdidas de divisas por las importaciones de hidrocarburos.

Nuestro país ocupa el 2º puesto a nivel mundial en gas y el 4º puesto en petróleo no convencional. Vaca Muerta es nuestro mayor reservorio. Y tiene tanta importancia que, con el desarrollo de una parte de sus 30.000 km², se podría revertir el déficit energético del país.

Además, sus características hacen más segura su explotación. Se encuentra alejada de los centros urbanos, y el hidrocarburo está a más de 2.500 metros de profundidad, muy distante de las napas acuíferas, lo que evita cualquier tipo de comunicación y contaminación entre las distintas capas del subsuelo.

Para los que trabajamos en YPF el desarrollo de hidrocarburos no convencionales es el gran desafío. Nos llevará tiempo, esfuerzo e inversiones. Asumimos el compromiso de hacerlo con las mejores prácticas a nivel mundial, utilizando la última tecnología y respetando los mayores estándares medioambientales.

**Lograrlo es una causa de todos.**

**YPF**  
NUESTRA ENERGÍA

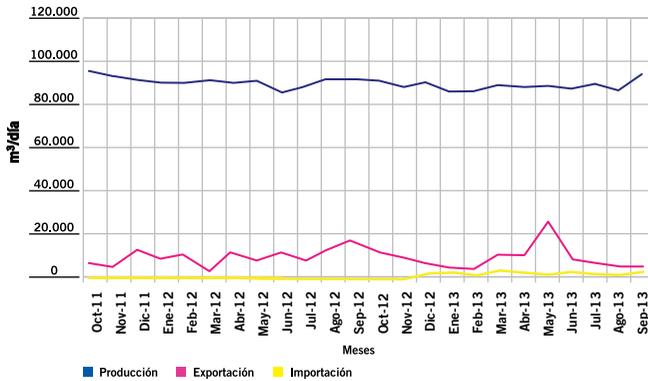


# LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

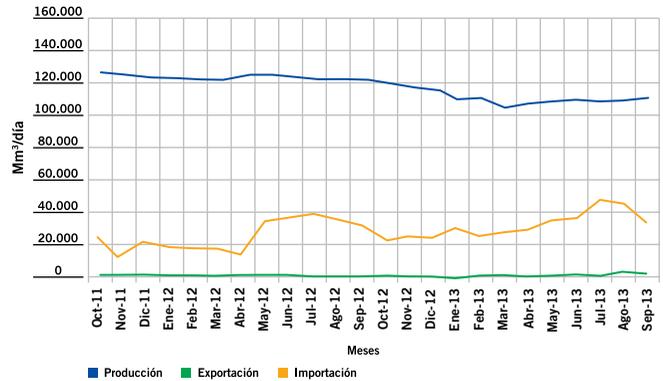


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
Ingrese al foro de la  
industria del petróleo y del gas

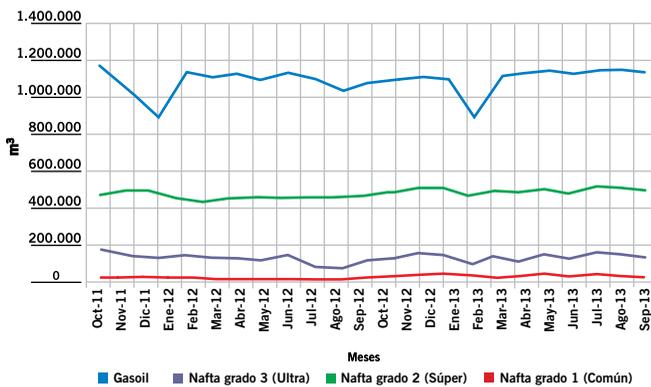
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



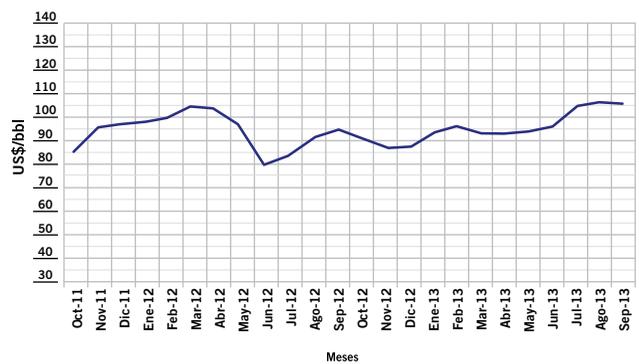
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



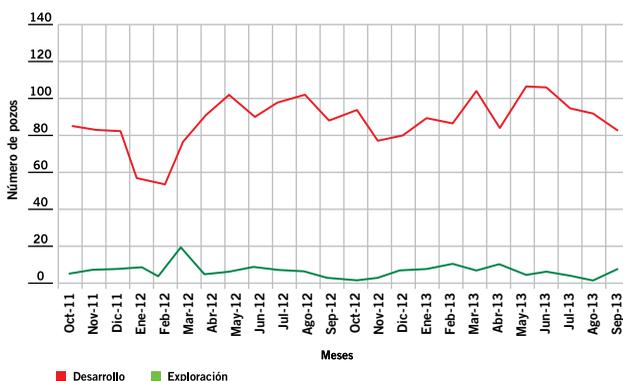
## Ventas de los principales productos



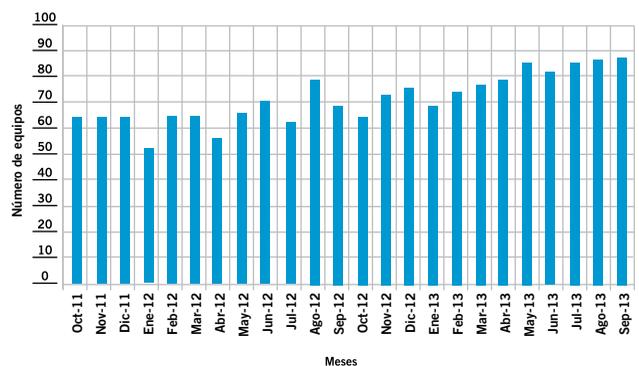
## Precio del petróleo de referencia WTI



## Pozos perforados



## Cantidad de equipos en perforación



# Nuestro desafío

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

**Para todo ello nuestra energía es inagotable.**

[www.total.com](http://www.total.com)



Total Austral, más de 30 años en Argentina



# AOG-FIH 2013, con la mirada puesta en los Recursos No Convencionales

Por **Carlos Colo**

En este número de *Petrotecnia* se transcriben al público los fragmentos más destacables de las sucesivas mesas redondas organizadas por el IAPG en el Foro de la Industria de los Hidrocarburos, que acompañó a la exposición Argentina Oil & Gas. En las páginas iniciales, las palabras al cierre del Foro, pronunciadas por el presidente de su Comité Técnico Organizador, Carlos Colo.

Esta novena edición de la Exposición "Argentina Oil & Gas 2013" y el foro de la Industria de los Hidrocarburos de Argentina O&G, concluyen con la satisfacción de haber analizado a fondo las alternativas que en su lema proponía: "Recursos no convencionales: un nuevo horizonte energético".

Es precisamente en esta nueva oportunidad energética, que hemos profundizado durante cuatro días, que se desarrollaron distintas actividades que han permitido conocer las experiencias que nuestra industria lleva adelante en el país; hemos contado, además, con la participación de importantes directivos de las principales compañías vinculadas al tema energético, y destacados oradores internacionales.

Tuvieron además espacio en el foro la exploración, el



Es destacable que las encuestas realizadas durante el Foro dan como resultado unívoco la gran confianza en los recursos no convencionales para ser la fuente de energía que ayude a resolver el problema de abastecimiento energético que hoy nos ocupa, y que es un amplio camino que tenemos, y es este el gran desafío que se nos presenta por delante.

Nos queda entonces compartir con ustedes las conclusiones de este encuentro:

- En cuanto a los servicios, las compañías han presentado toda la tecnología disponible en el país, basándose en sus experiencias en los Estados Unidos y en Canadá; queda por delante la aplicación masiva de las mismas a los reservorios de la formación Vaca Muerta.
- La reducción de costos de perforación y la incorporación de tecnología demuestran un significativo avance en etapas de los pilotos.



desarrollo, las empresas locales e internacionales, los servicios y la problemática de la logística necesaria para facilitar este nuevo desafío, al igual que ha sido discutida la oportunidad que representa el desarrollo de los recursos humanos, tecnológicos y otros factores para lograr la sustentabilidad del desarrollo de estos recursos.

Los jóvenes tuvieron a cargo un espacio exclusivo a través de la jornada Jóvenes Oil and Gas (JOG), para la cual los nuevos profesionales lograron convocar a prestigiosos conferencistas que compartieron sus experiencias y visión de futuro ante un auditorio colmado. Esta actividad queda como un ícono de este Foro, y alentamos a los jóvenes a continuar participando activamente, para que se sumen de esta manera al gran desafío que significará lograr transformar la realidad energética argentina.



- Las compañías locales han mostrado un incipiente pero prometedor comienzo para este nuevo desafío.
- Los trabajos presentados en las mesas de exploración y de desarrollo han ofrecido interesantes experiencias, tanto nacionales como internacionales; continuar con la recopilación de datos permitirá ajustar las características de Vaca Muerta en la cuenca.
- La participación del Estado en los temas de educación e investigación como se expuso durante las mesas, permitió compartir las visiones Estado-Industria, orientadas a la necesidad de desarrollar los recursos humanos adecuados para esta nueva etapa.
- No es fácil resumir tantas experiencias y opiniones compartidas, pero sí despejar la idea principal de lo que aquí se ha dicho: estamos ante una gran oportunidad, que requerirá de un gran esfuerzo por parte de todos y de cada uno, principalmente en la superficie.



Algunos datos sobre la IX Exposición Internacional de Petróleo & Gas y el Foro de la Industria de los Hidrocarburos: se trata de los eventos de negocios más importantes de la industria del petróleo y del gas de la región; esta edición, realizada en Buenos Aires, permitió conocer el grado de desarrollo de nuestra industria con especial mira al desarrollo de *shale gas*.

La AOG Expo superó los 20.000 participantes, en una superficie total de exposición de más de 10.000 metros cuadrados, donde expusieron más de 200 empresas. Los miles de visitantes -profesionales, estudiantes y todos quienes se interesan por el futuro energético del país- pudieron recorrer los stands, donde empresas de Argentina, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Ecuador, Estados Unidos, India, Italia, México, Países Bajos, Perú, Rusia, Taiwán, Uruguay y Venezuela, desplegaron toda su tecnología y actualización.

Las palabras iniciales estuvieron a cargo del CEO de YPF S.A., Miguel Galuccio; mientras que otros importantes líderes de empresas disertaron en interesantes conferencias, al tiempo que experimentados profesionales de cada área, nacionales e internacionales, brindaron el panorama actual a nivel mundial sobre la actividad.

Mi agradecimiento al Presidente del IAPG, Ernesto López Anadón; a la Gerencia de Congresos, representada por Alejandra Cuñado y Adriana Divito; a todo el Comité Organizador del Foro y a nuestros patrocinadores.

¡Los esperamos en la próxima AOG 2015!



¿Cuán consistente puede esperarse que sea la producción de estos pozos de shale?

## Las rocas heterogéneas nunca producirán resultados homogéneos.

En los pozos con recursos no convencionales, los registros de producción indican que un 40% de los grupos de disparos no contribuye a la producción. La experiencia adquirida en más de 20 000 pozos de todas las extensiones productivas de shale activas en el mundo nos ha enseñado que la identificación y la estimulación de las zonas correctas requiere mediciones precisas, un entorno de colaboración, aplicaciones de computación analíticas y tecnologías de estimulación innovadoras. Permítanos ayudarlo a convertir mayor comprensión en mejor producción.

[slb.com/shale](http://slb.com/shale)

**Schlumberger**





## Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales I

# Tecnologías para comprender el reservorio desde adentro del pozo

En esta mesa, moderada por Fernando Figini (Gerente de ingeniería de Tecpetrol), los expertos de las principales compañías de servicios hablaron de las ventajas de integrar los datos de núcleos, perfiles y todos los registros que obtienen en tiempo real para comprender mejor los datos básicos del reservorio.

### Héctor Domínguez

*Gerente de Proyectos No Convencionales, Weatherford*

*Valoró la posibilidad de contar con la información adecuada y a tiempo, y de coordinar esfuerzos entre operadora y compañía de servicio para llegar a resultados favorables de la operación.*

*“Repararé las tecnologías que estamos implementando en estas primeras etapas de desarrollo de no convencionales y la necesidad de integrar los servicios en el desarrollo; la parte más importante en cuanto a recursos es la etapa de completación de pozos shale”.*

“En la primera etapa del desarrollo no convencional tenemos la Prospectividad, donde evaluamos el espesor, la extensión areal y modelos de la cuenca, que nos van a dar un resultado sobre cuál es el potencial de los recursos que estamos analizando”.

“En una segunda etapa de Exploración vamos a tomar testigos rotados y coronas, haremos control de los registros de lodo, y con más registros tendremos información sobre la calidad y cantidad de los recursos”.

“Y en una etapa posterior, al analizar el tipo de completación y de estimulación, se hace un *testing* o análisis y monitoreo de microsísmica y de Producción, lo cual nos dará la productividad de estos recursos”.

## Etapas

“En el desarrollo de un proyecto *shale*, las operadoras pasan por una etapa de Predicción a otra de Piloto, y de allí a la de Producción. Cada uno de estos pasos requiere identificar una puerta que nos permita pasar a la siguiente, o no. En todo el desarrollo del proyecto hay un permanente ir y venir entre las distintas dimensiones que implican estas tecnologías que se aplican en cada una de las etapas. Así, por ejemplo, vamos a ir armando el modelo de la cuenca de nuestros recursos, pasando de los datos de la roca en una dimensión “nano” (que es de laboratorio), e integrándola con los datos de pozo, hasta llevarla a una integración con la sísmica, lo que nos va a dar el modelo completo de nuestro reservorio o de nuestro recurso *shale*. Esto implica integrar la información y los servicios que se desarrollan, en uno y otro sentido, y pasar de forma permanente de la toma de datos y de análisis en el laboratorio, e ir correlacionándolo con el paso de la etapa de pozos, con las dimensiones de la sísmica, para tener un modelo del reservorio”.

“Este modelo se va a subdividir a su vez en modelos del tipo geomecánico, petrofísico y geológico, imprescindibles para entender el concepto del modelo global del reservorio con el fin de tener el mejor resultado cuando pasamos a la etapa de desarrollo. Dentro de estas tecnologías, las capacidades de las geociencias a las que debemos recurrir son datos que se integran, pasan por el control Geológico, la Geoquímica, la Geomecánica, el análisis de testigos, la evaluación de formaciones e incluso la Microsísmica, que es una etapa posterior a la toma de datos durante la perforación del pozo. ¿Qué necesitamos conocer a partir de estos datos? La riqueza orgánica de la roca, la cantidad de gas o hidrocarburo presente, la maduración de la roca, la presión poral, la permeabilidad, la capacidad de fracturamiento de la roca, la mineralogía, el espesor útil...”.

“Utilizamos algunas tecnologías puntuales para poder acceder a esta información clave. Básicamente, es un nuevo paradigma que nos lleva a tener el laboratorio y cierta información que era tomada de forma esporádica en los desarrollos convencionales: hoy tenemos la necesidad permanente de la información del contenido orgánico e inorgánico de la roca, de sus características y de su calidad. Hoy utilizamos en forma continua cuatro herramientas, que permiten acceder a estos parámetros”.

“La capacidad de tomar datos del gas que está presente en el lodo, y no es una trampa de gas convencional, permite obtener una mayor información de C1 a C8, anhídrido carbónico, nitrógeno, benceno y tolueno, todo lo cual es

fundamental para contar en tiempo real durante la perforación del pozo”.

“Otra herramienta que también permite conocer la riqueza orgánica de la roca, con análisis de roca madre, es una herramienta portable y se puede tener en el pozo o en un laboratorio cercano, y nos permite leer los datos de contenido de carbono libre, de S1, de S2, que es el potencial de generación del hidrocarburo; y la riqueza orgánica y la madurez térmica, claves para este tipo de recurso. Esto puede ser analizado en tiempo real o casi real”.

“Y otro ejemplo es la difracción de Rayos X, que nos permite tener un análisis detallado de la roca que estamos atravesando y que puede ser realizado durante la perforación del pozo. Son productos que surgen del desarrollo de la ciencia espacial, que obliga a reducir el tamaño de las herramientas de medición por el alto costo de transportarlos al espacio; este mismo tipo de instrumentos, que son los que la NASA utiliza en Marte, por ejemplo, se pueden llevar al pozo y nos permiten conocer los datos en tiempo real o casi real de la mineralogía de la roca que estamos atravesando”.

“El otro instrumento fundamental es la fluorescencia de Rayos X, que nos permite tener una serie de elementos traza claves para identificar el ambiente que estamos atravesando, al perforar una roca *shale*”.

“Todo este conjunto de datos, acompañado por registros eléctricos que nos informan sobre la capacidad de la roca en cuanto a sus propiedades geomecánicas o la presencia de fracturas o fisuras a través de los registros de imagen, hacen un combo de datos que nos permite tener mayor certeza sobre las condiciones con las que podemos encarar la completación del pozo”.

“Tenemos como ejemplo la reconstrucción, a partir de los elementos que producen la radioactividad que natural-



mente leemos en los rayos gamma -uranio y potasio-, de una curva de rayos gamma, que permite contar con un elemento de control en la perforación del pozo para poder tomar decisiones en el momento. Y ejemplos de un pozo piloto en el cual, buscando la forma de hacer la salida horizontal, se analizan los datos de fluorescencia de Rayos X; la quimioestatiografía se suma a la mineralogía, a la capacidad de fractura, y a partir de la herramienta de medición de gases en tiempo real, podemos hallar la zona de gas y de líquido que hemos atravesado en este piloto; a partir de ahí, podemos identificar cuál es la zona de mayor interés y definir el lugar en el que queremos hacer nuestro pozo horizontal. Y este ha sido otro ejemplo de integración de datos”.

“Con toda esta información, y a partir del conocimiento que ya se tiene de una etapa de desarrollo, podemos identificar las condiciones en que la completación es más favorable, dónde hacer las etapas de fractura y dónde no, lo cual implica mejorar incluso el tipo de tratamiento que haremos para cada una de las zonas, ya que podemos ver los distintos elementos de la traza, que tienen la característica de mejor o peor calidad de roca, y por dónde fuimos, qué sección atravesamos y cómo tratar esa sección a partir de la completación”.

“Los pasos que llevan a la completación de un pozo *shale* son varios, complejos y dependen mucho de la logística y coordinación de estos aspectos. Además de contar con una información adecuada y a tiempo, debemos acompañar con una coordinación e integración de los esfuerzos, para que los resultados de la operación sean favorables. Hay distintas alternativas, pero sin duda la cla-

ve para el éxito de estos proyectos reside en trabajar en conjunto entre operadora y compañía de servicio, para que tengan en cuenta la planificación, el análisis de los tiempos, qué hacer, cuándo; y quién lo hace, cómo está informado, si tiene el recurso necesario...”.

“Y esto se aplica también a los resultados finales de las operaciones: es mucho lo que ayuda, para el éxito de la operación, si durante la ejecución tenemos el control permanente, en tiempo real, de los resultados de cada una de las pequeñas etapas en que se divide una operación integral de este tipo”.

“Acerca de si se tienen o visualizan tecnologías específicas para Vaca Muerta, y si hay pensado poner algún centro de excelencia para que todos los *players* tengan esa información: hay distintas formas de encarar esto; las tecnologías en general ya vienen experimentadas y desarrolladas en los lugares donde hubo primero proyectos *shale*. Pero lo que sí debemos desarrollar nosotros es el *know how* local, “acriollar” las experiencias y las tecnologías que se usan en otros lados; hemos participado en experiencias tratando de ver qué se hizo en Estados Unidos, y en consorcios con universidades para ver qué se debe hacer en Vaca Muerta. Hay que dejar de lado los primeros análisis y dar paso a las nuevas tecnologías”.

“¿Pozos verticales u horizontales? Todavía no estamos en condiciones de definir cuál. Lo que surge de discusiones con la experiencia es que necesitamos llegar a una relación de tres a uno en la producción de un pozo horizontal vs. uno vertical. Y de dos a uno en el costo para que un proyecto sea factible”.

# NORPATAGONICA

## LUPATECH

Somos líderes en la provisión de servicios, productos químicos, revestimientos anticorrosivos e insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.



- Secados de gasoductos • Pruebas de hermeticidad y resistencia • Limpieza industrial • Limpiezas mecánicas y/o químicas •
- Bombes de alta y baja presión • Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas •
- Operación de plantas (petróleo, gas y agua) • Transporte de sustancias peligrosas.

### LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

El sistema *Fiberware* consiste en la colocación de una camisa (liner) de PEAD o ERFV cementado dentro del tubing, con lo que se logran evitar los espacios libres en el anular. La continuidad del revestimiento entre tubo y tubo se garantiza mediante anillos de barrera de corrosión ( CBR), especialmente diseñados, evitando así todo contacto del fluido con el metal y son terminados herméticamente en ambos extremos ( Pin y Cupla).

Ruta 7 – Parque industrial Neuquén – Neuquén (8300) – Argentina – Tel.: + 54 (299) 4413033 – 4413052  
[norpatagonica@lupatech.com](mailto:norpatagonica@lupatech.com) / [www.norpatagonica.com](http://www.norpatagonica.com)

# Una Industria Argentina para el Mercosur



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



#### **BUENOS AIRES**

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

#### **PLANTA NEUQUÉN**

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

#### **PLANTA BAHÍA BLANCA**

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n  
(Q8300AXD) Puerto Galván  
Provincia de Buenos Aires  
Tel.: (54-291) 457-2670  
Fax: (54-291) 457-2471



## Federico Sörenson

Gerente de Reservorios No Convencionales de Halliburton

Planteó tratar de entender el reservorio y entonces aplicar el conjunto de soluciones que estiman convenientes.

“Nuestra manera de aplicar y desarrollar tecnologías y de asignar los recursos necesarios, ya sean humanos o a través de inversiones en el país, es entendiendo el reservorio, es decir: entender dónde vamos a aplicar esas soluciones”.

Veremos ejemplos asociados a la geomecánica, al análisis de producción y a la utilización de imágenes 3D para adquirir el conocimiento.

“Por ejemplo, en un corte con dos secciones de la Cuenca Neuquina, algo que nos ha ayudado mucho es poder ir a ver las formaciones, realizar varios viajes de campo para tratar de entender las distintas formaciones y poder observar en los afloramientos la complejidad, la deposición y realmente qué hay en el subsuelo. Fue interesante poder ver, palpar lo que es la roca de la cual queremos producir”.

“Por supuesto, debemos combinar la información de superficie con distintos análisis, ya sea geoquímicos, para poder entender en qué ventana estamos y qué es lo que vamos a producir; mineralógicos, para ver la variabilidad de esa formación y los contenidos de esos minerales, poder

realizar interpretaciones petrofísicas, ver los perfiles; calibrar esos perfiles con las mediciones hechas en superficie, o con las mediciones hechas sobre corona; y poder tratar de entender un modelo de lo que nosotros consideramos que es la formación”.

“Y por supuesto combinamos con lo que hemos realizado en superficie: las diferentes completaciones en distintos tipos de pozos, objetivos, producciones de gas, producciones de gas rico en una fase líquida y producciones de pozos de petróleo; buscamos entender en su conjunto lo que hemos hecho, lo que entendimos, lo que medimos, la ejecución y cuál fue la respuesta en producción. Necesitamos poder entender, desde un punto estadístico, cuál es la relación de producción, y poder entender si existe una relación entre el tiempo temprano de puesta en producción y las acumuladas a un plazo más largo. Por ejemplo, en cierto caso en que hemos hallado buenas relaciones, eso nos permite poder trabajar o analizar la respuesta productiva en un corto tiempo, en 30 o 60 días, y eso es muy bueno para poder retroalimentar. Y a nuestra vez, empezar a entender distintos comportamientos productivos”.

“Todo apunta a poder entender el reservorio. Tengo un ejemplo del análisis de geomecánica, hace muchos años cuando comenzamos a trabajar en estimulaciones de pozos, veíamos la geomecánica principalmente en la fase de perforación, pero al trabajar en estos reservorios complejos, fisurados, donde queríamos contactar más reservorios, empezamos a entender mejor la geomecánica”.

### Plantas Industriales

Neuquén: Tel.: +54 0299 445-7000 / email: info@zoxisa.com.ar

Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 406-0004 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar

www.zoxisa.com.ar

**ZOXI**  
LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



“Nuestro propósito es proteger y prolongar la vida útil de las cañerías e instalaciones con el objeto de optimizar su rentabilidad en la operación”

Revestimiento Interior ZAP-10 / ZFBE en cañerías para pozos de producción e inyección (tubing / casing)

Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección

Revestimiento interior ZAP-10 en barras de perforación nuevas y usadas

Recuperación de tubing: Revestimiento interior y/o exterior PEAD ZPE80 en tubing usados para empleo de líneas de conducción

Revestimiento interior ZAP-10 y/o exterior ZPE80 en cañería nueva o usada para líneas de conducción

Revestimiento interior ZFBE en cañerías y accesorios de superficie (Prearmados de Plantas, PIAS, PTC, Baterías)

Revestimiento ZFBE y/o centralizado ZK-32 en varillas de bombeo nuevas y usadas.

Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa



Sistema de Gestión de Calidad  
Certificado desde Enero del 2002

www.kamet.com.ar



**KAMET®**

**CALZADO de  
SEGURIDAD**

producto argentino 

[www.kamet.com.ar](http://www.kamet.com.ar)



El Símbolo S de la Secretaría de Comercio indica que los productos que lo llevan cumplen con las normas vigentes de fabricación y comercialización para los Elementos de Protección Personal (E.P.P.), según lo exigiera Resolución N° 896/99. El Sello IRAM de Conformidad con Norma certifica el cumplimiento de la exigencia de la Norma IRAM 3.610 vigente para Calzado de Seguridad.



SISTEMA DE GESTION DE LA CALIDAD  
ISO 9001: 2008 certificado por IRAM  
en Diciembre de 2009.  
R.I. 9000-555

Security Supply S.A.  
Yatay N° 781 - B1822DXP  
Valentín Alsina  
Buenos Aires / Argentina  
[www.kamet.com.ar](http://www.kamet.com.ar)  
[info@securitysupply.com.ar](mailto:info@securitysupply.com.ar)  
(+5411) 4208-1697

“Siguiendo con nuestro ejemplo de la Cuenca Neuquina, tenemos en la zona del este un régimen normal donde el mayor esfuerzo es el *overburden* (N. de la R.: el cálculo de la sobrecarga de las capas sobre el yacimiento hasta la superficie) y dos esfuerzos horizontales diferenciados. En la zona central de la cuenca hemos trabajado en dos ambientes; en un ambiente más al sur, en el cual seguimos teniendo un régimen normal y los esfuerzos horizontales tienen un valor diferente o hay una mayor separación entre esos esfuerzos horizontales. En la parte más profunda o más central al norte de la cuenca, donde los pozos son más profundos, seguimos en un régimen normal. Luego, en esos regímenes normales los esfuerzos horizontales están muy juntos entre sí y cercanos al *overburden*; y hacia el oeste de la cuenca empezamos a tener un régimen transcurrente, o sea, el mayor esfuerzo que encontramos no es el *overburden*, no es el peso de la columna litoestática, sino que empieza a ser un esfuerzo horizontal, afectado por la tectónica”.

“Todo esto nos asocia a la idea de que cuando tenemos que hacer una estimulación, la respuesta es que esta no solamente esté de acuerdo a la orientación de las fracturas, sino que el comportamiento de la factibilidad o no de contactar reservorios, o de empezar a generar fracturas horizontales, nos empieza a indicar algo que tal vez lo vimos luego en producción”.

“En un ejemplo de geomecánica, en una escala micro o cercana al pozo, encontramos otro tipo de esfuerzos: por caso, en un pozo horizontal donde con la geomecánica regional asociada a una zona puntual empezamos a encontrar los esfuerzos circunferenciales, en un régimen normal veríamos que el esfuerzo circunferencial -la zona donde va a estar más afectado el pozo- será en los laterales. Mientras que en un régimen transcurrente, esos esfuerzos esta-

rán focalizados en las zonas superior e inferior del pozo. Cuando hagamos una fractura hidráulica, la iniciaremos allí donde los esfuerzos circunferenciales sean menores, o sea, esos esfuerzos circunferenciales posiblemente harán que en un régimen transcurrente iniciemos la fractura horizontal, y a medida que nos alejemos del pozo, la fractura va a tratar -si puede- de reorientarse hasta ser una fractura vertical. Eso dependerá de las relaciones de esfuerzos, y en una formación como Vaca Muerta, que es muy laminada, muchas veces pasa que en una zona central de la cuenca, si bien podemos estar en un régimen entre normal y transcurrente, puede que nuestras fracturas sean horizontales”.

“Desde el punto de vista tecnológico, lo que planteamos es tratar de entender el reservorio y entonces aplicar las soluciones que creamos convenientes. Para tratar de minimizar el efecto del ejemplo que vengo describiendo, vimos que en las zonas de un régimen normal en pozos horizontales o en regímenes transcurrentes cuyas fracturas tienden a tener este comportamiento, lo que necesitamos es conectar la fractura a través de una buena zona conductiva. Y la forma que debemos evitar o de solucionar o mejorar esa conectividad es a través de distintos tipos de completaciones, que pueden ser a través del uso del *coiled tubing* para fracturar, lo que nos permite dejar altas concentraciones, o a través de camisas...”.

### Tecnologías

“A esto le sumamos todas las mediciones hechas hasta ahora de esfuerzo compresivo, no confinado: medimos que ese esfuerzo compresivo siempre ha sido menor que el máximo y en muy pocos casos ese esfuerzo compresivo ha sido similar o en muchos casos inferior al esfuerzo mínimo. Lo que se está midiendo es la resistencia que tiene la roca a cerrarse o, dicho de otra manera, las pequeñas imperfecciones que se generan en la roca cuando la fracturamos nos van a decir la resistencia que tiene esa roca a mantenerse abierta y a dejar un canal conductivo. Al empezar a producir el pozo, estamos disminuyendo la presión por la cual el esfuerzo efectivo real aumenta día a día. Entonces, vemos que en este tipo de ambientes con esfuerzos compresivos básicos, esa roca no va tener la capacidad de mantener la fractura abierta, por lo cual, para mantener la productividad, a veces debemos dejar las fracturas o microfracturas que generamos con agentes de sostén, para que sigan siendo conductivas y para que en la vida larga del pozo podamos producirlas”.

“En el país tenemos tecnologías de completación que hemos aplicado: *Perf & Plug* y fracturas asistidas por *coiled tubing*. Normalmente, en fracturas horizontales el *Perf & Plug* nos obliga a sobredesplazar ese pozo, y si estamos en un pozo horizontal en un régimen transcurrente, es muy posible que la zona cercana al pozo quede con una conductividad menor. Los esfuerzos compresivos y esa orientación de la fractura que estamos creando nos dicen que la zona cercana al pozo es crítica. Por lo tanto, hacer fracturas o utilizar metodologías que nos permitan dejar altas conductividades en las cercanías del pozo, nos evitaría tener ese problema en la larga vida útil de producción”.

“Para optimizar el volumen de reservorio contactado, algunas de las cosas en las que trabajamos son producir varias fracturas diferentes o utilizar fluidos limpios que nos



permitan una mayor limpieza del fluido que se filtró en las fisuras. Esto permite tener un área de drenaje o reservorio estimulado mayor. O inhibir las arcillas: nos hemos encontrado en zonas donde la sensibilidad de las arcillas era alta, por lo que necesitábamos inhibidores especiales”.

“También buscamos usar métodos de completación que nos permitieran hacer una mayor cantidad de fracturas y más chicas, y complementar o tratar de completar la mayor parte de reservorio; buscar la divergencia dentro de la fractura y no en las caras del pozo, y utilizar agentes de sostén finos que nos permitieran penetrar lo más posible las pequeñas fisuras; usar fluidos en volúmenes interesantes para tratar de grabar esas fisuras en las que penetramos”.

“En muchos casos, la conductividad de fractura utilizando los agentes de sostén que tenemos, son suficientes para producir el reservorio, por lo que el uso de arenas de bajo costo de origen local nos permite la conductividad necesaria para producir y reducir los costos de completación”.

### Perfiles

“Otro ejemplo de cosas que hemos hecho en el país es trabajar con perfiles de pozo entubados, o ejemplos de neutrones punzantes donde entrenamos nuestro perfil en un pozo existente, para tener un buen modelo petrofísico: en muchas zonas donde estamos recompletando pozos existentes no existían perfiles previos o solo los había en algunos pozos”.

“Esto es muy útil en zonas de las que no tenemos otra información, y sobre todo cuando trabajamos en pads de múltiples pozos o en pozos horizontales cuyo perfilaje a pozo abierto lleva mucho tiempo”.

“Además, la realización de imágenes 3D nos permite, realmente, tener una buena caracterización de la roca, poder ver las porosidades, la interconexión de las porosidades, el tipo de gargantas porales, la mineralogía, el contenido de TOC y la porosidad de TOC”.

“Esto es lo que hemos estado haciendo en el país durante los últimos tres años, y toda la información que hemos recopilado y analizado de las formaciones *shale*, ya sea Vaca Muerta, Los Molles o D-129; hay imágenes de la Argentina que hace dos o tres años atrás había que

ir a buscarlas a los Estados Unidos, pero hemos crecido y ya somos capaces de tenerlas aquí”.

“Sobre tecnologías específicas para Vaca Muerta, vemos posible el desarrollo de nuevas tecnologías; de hecho, es lo que hemos estado haciendo en campos maduros, sobre todo en la Cuenca del Golfo San Jorge desarrollamos tecnologías específicas para aplicar ahí. En Vaca Muerta aún estamos tratando de conocer el reservorio desde el punto de vista logístico incluso, y por supuesto que se pueden desarrollar nuevas tecnologías. En cuanto a los centros tecnológicos, el año pasado abrimos uno en Río de Janeiro y ya tenemos otro en Houston, así que desarrollar uno en la Argentina se ve como para un futuro de mediano o largo plazo”.

**Generación de Energía - Compresión de Gas**  
recupere el **gas asociado**  
de sus pozos de producción  
nosotros lo **transformamos en**  
**energía limpia y económica para su yacimiento**

Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1º (UF 21)  
Puerto Madero CP (C1107CLC) | Buenos Aires | Argentina  
Tel.: + (54 11) 4331-3606 / 4570 / 4511  
info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar

**SOENERGY**  
INTERNATIONAL

“Nos han consultado sobre si en Vaca Muerta convienen más pozos verticales u horizontales. Y es importante saber que la formación llega a tener hasta 500 m de espesor; hasta ahora vimos producción de la base hasta el tope, por lo que quizás se necesiten múltiples pozos horizontales, si bien por ahora no todos los horizontales funcionan como queríamos, y eso tal vez esté asociado a la geomecánica, a cómo se completaron los pozos y a la permeabilidad del reservorio. Quizás nos falte madurar en cómo hacer las completaciones y dónde realizar los pozos horizontales para poder evaluar hacia dónde movernos”.

“Si hablamos de las arenas argentinas, la mayoría pasó estándares API para las arenas comunes. En cuanto a la relación de soportar los esfuerzos de la formación Vaca Muerta, técnicamente esas arenas estarían por debajo del esfuerzo final al que las vamos a someter cuando un pozo está depletado, que es cuando baja la presión del reservorio y tenemos el esfuerzo neto sobre el agente del sostén. Ahora, cuando uno hace el análisis de conductividad dinámica de esas fracturas o del agente de sostén inclusive con gran parte de esa arena que se está rompiendo, vemos, aun con esa baja conductividad dinámica, que tenemos lo suficiente para producir los caudales que el pozo está produciendo”.

## Richard Brown

*VP de Recursos No Convencionales para América latina, Schlumberger*

*Se refirió al papel que desempeña la caracterización en el desarrollo de reservorios de recursos no convencionales, al ejemplo de Eagle Ford y a la importancia de compartir información.*

En esta oportunidad hablaré sobre un estudio realizado por *Schlumberger* para un consorcio de operadores en la cuenca Eagle Ford de Texas, Estados Unidos. Aclaremos antes que no hay en el mundo otro reservorio en desarrollo igual a la formación Vaca Muerta, y por ello Vaca Muerta deberá desarrollarse de forma única para que pueda así expandirse comercialmente. Por eso no me gusta hacer comparaciones; sin embargo, creo que el estudio que se realizó en Eagle Ford tiene una importancia significativa para la Argentina y una metodología que puede adaptarse e implementarse aquí.

“Si vemos la evolución en la longitud de las secciones horizontales en un período de cinco años, el número de etapas de fractura en ocho de las cuencas productivas de *shale* en América del Norte, veremos que en todas las secciones de drenaje horizontal crecieron significativamente, y en algunos casos se duplicaron en un período de cinco años. En Eagle Ford fueron de 750 m a 1.700 m y en Canadá ya están llegando a los 3.000 m”.

“La percepción de casi todos es que el aumento de la sección de drenaje horizontal, junto con el incremento de la cantidad de etapas de fractura en pozos, producen mejor y con mayor consistencia. Desafortunadamente no es eso lo que sucede aquí”.

“Si miramos la producción de cuatro de las extensiones productivas de *shale* más importantes de los Estados Uni-



dos y cómo evolucionó esa producción en los últimos años, veremos que los pozos crecieron mucho en su extensión lateral en ese mismo tiempo. A pesar del incremento en la longitud de los drenajes laterales y del aumento del número de fracturas, el promedio de la producción por pozo se mantuvo estanco y no mejoró. Por ejemplo, en Eagle Ford se pararon en 500. Está claro que hay pozos que producen por encima del promedio, pero por debajo de la línea también hay un gran número de pozos que no producen bien y que tienen pocas posibilidades de ser viables desde el punto de vista comercial. Esto se debe probablemente a diferentes factores, pero podría esperarse que la heterogeneidad lateral del reservorio sea uno de los factores que más contribuya a la discrepancia con los pozos vecinos”.

“De esos datos podemos inferir que la industria tiene una oportunidad para mejorar esos resultados; en el 2011 un trabajo concluyó que el 30% de los *clusters* de perforaciones en los pozos no convencionales no producían nada. Por ejemplo, en Eagle Ford, al analizar 17 registros de producción de pozos horizontales, quedó claro que no todos los *clusters* contribuían con la producción. En ese grupo de datos las etapas de fracturas se ubicaron geométricamente o, en otras palabras, a igual distancia a lo largo de la sección lateral. De hecho, solo producía al 64% de los intervalos punzados. Eso significa que el 36% de los *clusters* (grupos) punzados no brindarían ninguna ganancia. A través de las mediciones para caracterizar las propiedades de la roca a lo largo de esos pozos horizontales quedó demostrado que la industria no tiene que aceptar esos niveles de rendimiento”.

## Calidad del reservorio

“Desde hace algunos años hemos utilizado un flujo de trabajo propio a través del cual tratamos de comprender la calidad del reservorio y la calidad de la completación.

La calidad del reservorio de la roca se logra a través de la integración de los datos de núcleos y datos de los perfiles. Ambos ayudan a comprender los parámetros básicos del reservorio como permeabilidad, porosidad, TOC, etcétera, y a determinar si la zona posee hidrocarburos. Sin embargo, como las rocas de las que hablamos en *shale* necesitan estimulación para ser productivas, es esencial que analicemos la calidad de completación para determinar si podremos fracturar las rocas y si las fracturas se mantendrán abiertas y serán conductivas. Eso requiere que analicemos los perfiles y los datos del núcleo, y que extraigamos las propiedades mineralógicas y geomecánicas, y que también identifiquemos las fracturas naturales y sus orientaciones”.

“Una vez terminado el análisis de la calidad del reservorio y la calidad de completación, lo que hacemos es construir dos mapas de lineación. El primero identifica la zona con buena calidad de reservorio, y el segundo las zonas con buena calidad de completación. Superponemos los dos mapas y buscamos los puntos de intersección de buenas calidades de reservorios con los de completación. Esos serán los puntos que se convertirán en objetivos para la explotación”.

“Ahora el proyecto: en Eagle Ford, un grupo de cuatro operadores acordó participar de un consorcio de empresas y compartir los datos y resultados entre ellos. El objetivo era comprobar la hipótesis de que mejoraría el rendimiento de los punzados al agrupar zonas con rocas de similares características. Cada uno de los operadores debía perforar tres pozos horizontales y adquirir datos de registros electrónicos en esos pozos abiertos. Para realizar estos trabajos se corrieron los perfiles, y cuando llegan a la sección lateral se empieza a bombear hasta que salga la roca. Después se saca la roca y, una vez en la superficie, uno puede bajar los registros. Una de las condiciones era que de uno de los tres pozos de cada operador había que bajar un sónico bipolar tridimensional. Normalmente, para bajar los riesgos, eso se hace en un pozo entubado bajándolo con un *well tractor*”.

“Entonces, sintetizando mucho, si usamos los datos de núcleo y unos datos de registros en un pozo piloto, podemos llevar a cabo un proceso propio que llamamos *HRA* (*heterogeneous rock analysis*), donde agrupamos a las rocas en diferentes tipos, vaciadas de sus características; luego, con los datos obtenidos con el perfilaje a través de las rocas, podemos identificar clases de rocas a lo largo

del lateral, y con mediciones sónicas podemos sacar conclusiones sobre los perfiles de estrés de las rocas. Luego integramos la información y cuantificamos la calidad del reservorio y la calidad de completación, y diseñamos un programa de completación que trate juntas las zonas de similares características”.

“En un ejemplo del procedimiento que llamamos *HRA*, agrupamos las rocas con propiedades petrofísicas; teníamos cinco clases distintas, entre ellas las mejores rocas, las más o menos y las pobres, cada una con sus grupos de parámetros distintos para entrar en esa clasificación. Resulta que muchos de esos pozos horizontales en América del Norte son navegados con tan solo un registro de Rayos



## 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



**INDURA**  
Grupo AIR PRODUCTS

Gamma en tiempo real para rastrear la trayectoria y mantenerse en la zona. Y que después de que se realizó ese análisis de la calidad de reservorio, de la lectura de los Rayos Gamma resultó que la lectura en la mejor zona es casi idéntica a la de la peor zona. Eso nos demostró que elaborar una estrategia de completación que se base únicamente en Rayos Gamma solo arrojará resultados parciales”.

“Al agrupar las rocas de similares características minimizamos de manera efectiva las diferencias de presiones de su área de los intervalos punzados de cada etapa de fractura. En varios casos la diferencia fue de casi 500 psi, lo que dio 100 fracturas de manera no uniforme a lo largo de los intervalos. A través de un foco de ingeniería redujimos la diferencia hasta un promedio de 200 psi, lo que en teoría ayudó a dar 100 fracturas de manera consistente a lo largo de los intervalos punzados. La teoría se probó a través de la adquisición de registros de producción en los pozos recién completados con la herramienta que tiene cinco sensores verticales para medir el flujo y así se puede cuantificar un trifásico en un pozo horizontal”.

“Hasta el momento tenemos solo los resultados de los primeros seis pozos, y como dije durante el inicio el promedio de eficiencia de los punzados, las perforaciones que producen versus el total de las perforaciones fue alrededor del 64% usando un enfoque geométrico. El promedio de eficiencia de producción en las completaciones con diseño e ingeniería fue del 82%, o sea un 28% mejor”.

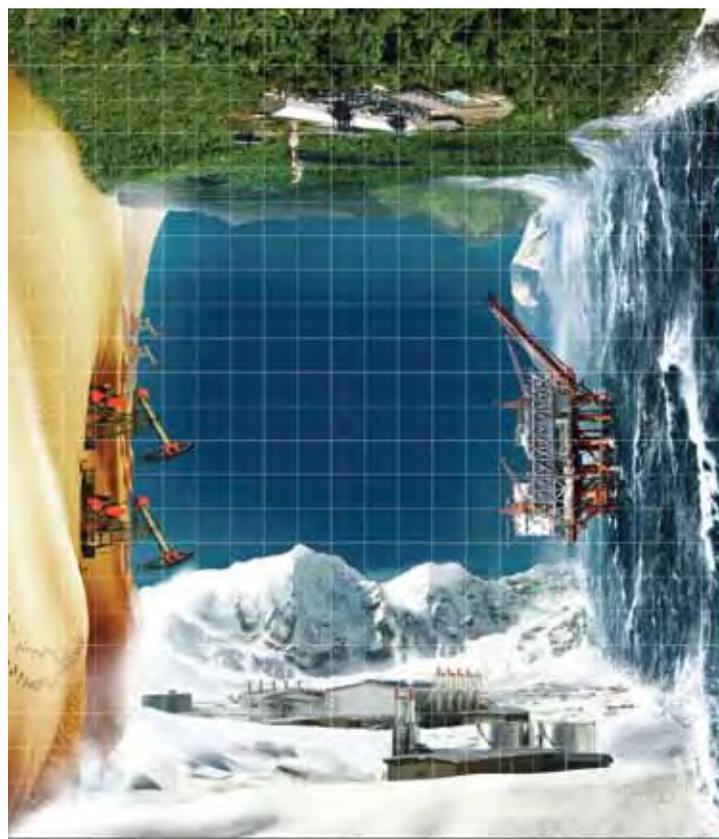
“No solo se mejoró la eficiencia en los punzados, los po-

zos especialmente diseñados siguiendo los datos públicos se ubicaron de una manera consistente en el percentil superior de producción en comparación con los pozos vecinos. El costo de adquirir los datos es pequeño en comparación con el retorno que se logra a través de las ganancias de producción”.

“En resumen: como vimos en el ejemplo de Eagle Ford, la combinación de la adquisición de datos a lo largo de las secciones laterales de los pozos productores junto con la metodología propia puede ayudarnos a mejorar la eficiencia de la completación y a obtener mejores resultados de producción”.

“En Vaca Muerta, tenemos heterogeneidad vertical y lateral, y el costo de las completaciones es muy alto. En este escenario de altos costos, el que solo el 64% de los punzados entubados contribuya a la producción total sería seriamente perjudicial para la economía del proyecto. De adoptarse esta metodología en la Argentina, esto permitirá que los operadores aumenten el promedio de producción y reduzcan el número de pozos inviables”.

“Hemos invertido mucho en el desarrollo de tecnologías; trabajamos mucho en no convencionales porque será una gran actividad en el futuro en muchos países; una de las tecnologías nuevas que salió de estos desarrollos es la técnica de fractura *HiWay*, cuyas pruebas iniciales fueron hechas en Loma La Lata, Argentina, hace siete años; y en la que cambiamos la forma de fracturar los pozos, con pulsos, y en la que la forma de fluido no va a través de apuntador, sino por vueltas; ahorramos un 20% de líquido que bom-



**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](http://www.wartsila.com)

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

ENERGY  
ENVIRONMENT  
ECONOMY





a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

**INDURA**  
*Ultra Soft*



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

Av. Patricios 1959 (1266)  
Capital Federal - Buenos Aires  
[www.marshallmoffat.com](http://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

beamers, y usamos del 30 al 50% menos de arenas apuntalantes; con ese ahorro mejoramos un 20% en los caudales de producción. Tenemos muchas herramientas excelentes, pero como todos los *shales* son distintos, necesitamos de gente que haga interpretaciones. Por eso, desde hace cinco años que en la Argentina entrenamos a personas para que puedan usar esas tecnologías en Vaca Muerta”.

## Martín Paris

Coordinador de Geociencias, Neuquén, Baker Hughes

*Aseguró que solo aquellos pozos de la grilla que están sobre sweet spots se pagan.*

“Cuando comenzó el tema del *shale*, nos dijeron que teníamos que mirar a los Estados Unidos y a Canadá porque tenían el *know how*. Varios especialistas viajamos allí y aprendimos. Lo primero que hicimos fue copiar las técnicas que estaban usando allá, vimos que pese a que en Estados Unidos el éxito del *shale* es indiscutible, se dieron cuenta de que algunas cosas podrían haberlas hecho de otra manera o mejor”.

“Basado en trabajos, encuestas, percepciones que tienen los gerentes estadounidenses y demás datos duros, nos dicen que allá el 70% de los pozos no alcanzan sus objetivos de producción y que el 60% de todas las etapas de fractura son ineficaces. ¿A qué se debe esto? Básicamente a dos frases: una es *statistical drilling*, hacer una grilla y perforar los pozos según esa grilla; y la otra es *geometric fracturing*, que quiere decir que si tenemos un pozo horizontal, dividirlo de forma equidistante y hacer fracturas equidistantes. Esta simplificación se debe a que solo el 10% de los pozos perforados en los Estados Unidos son perfilados. Nuestra visión es que de todos los pozos que entran en la grilla solo deberían perforarse los que están sobre *sweet spots*, porque el resto no se paga. Y de las diez etapas de fractura, está visto que solo cuatro serán eficientes”.

“Permítanme definir de qué estamos hablando cuando decimos *sweet spot*: es una combinación de diferentes factores, geoquímicos, el TOC (*Total Oil Content*: contenido total de petróleo), la madurez de la materia orgánica, no solo la abundancia, porque nos va a condicionar la viscosidad del petróleo en la productividad de los pozos; además, si la roca tiene hidrocarburos, o sea factores geomecánicos que tienen que ver con anisotropía, el régimen de *stress*, fallas, fracturas, los índices de fragilidad y factores geológicos, como profundidad, espesor, litología, mineralogía, que también me va a dar un índice de fragilidad mineralógico, presiones porales; en definitiva, es un triángulo difícil de encontrar porque se tienen que dar muchos factores”.

“A la vez, ha surgido todo un vocabulario nuevo relacionado con el *shale*, como *clusters shales*, entendido como un conglomerado de empresas con un fin común y en donde se produce la sinergia. Un caso emblemático de *cluster shale* es el Silicon Valley, y otra palabra es el *bundle*, que estamos intentando gerenciar en nuestros servicios. Actualmente, un *bundle* está constituido por un set de fracturas de 22.000HHP puestos en pozo, un set de *wireline* y un set de *coiled tubing*. ¿Cuál es la ventaja? En lugar de ofre-

cerlo como distintos productos, lo estamos gerenciando como un único producto, lo que permite optimizar costos, logística y tiempos. Y el *bundle* tiene esta configuración por el punzado, fractura, fijación y rotación de tapones; pero un *bundle* no es necesariamente esto, sino que es una manera de gerenciar, y se pueden ir agregando productos en la medida en que el mercado los pueda solicitar”.

“Todas las tecnologías que tenemos para *shale* se realizan entendiendo que hoy es más importante tener acceso a los recursos que tenerlos *in situ*. Y dado que las tecnologías son variadas en la práctica, es imposible tenerlas a todas en el país. Lo importante es saber que se las tiene y que se las puede traer si son necesarias”.

“Siguiendo un orden cronológico, lo primero que se debe hacer es comprender el reservorio cuando estamos en una fase de *appraisal*; las primeras preguntas son sobre la presencia de TOC, de hidrocarburos: saber si la formación es factible de ser fracturada, de que produzca hidrocarburos, y tratar de tener una estimación de cuánto puede producir. En esta etapa son importantes las herramientas de *wireline*, y está bien definido cuál es el set óptimo: resonancia, imágenes de pozo, acústicos... prácticamente todas las empresas tienen cubiertos servicios con el mismo set de herramientas”.

## Vertical u horizontal

“Siguiendo el paradigma estadounidense de que en la etapa de desarrollo los pozos son horizontales, tenemos sets de herramientas direccionales para aterrizar y navegar la capa dentro del *netpay*, y además de herramientas direccionales tenemos trépanos y fluidos de perforación desarrollados para *shale*. Y si hablamos de *sweet spots*, debemos poder caracterizar la rama horizontal, y hoy las herramientas de LWD (*Log While Drilling*: perfilaje mientras se perfora) han superado a su hermano mayor que es el *wireline*. En el sentido que hay herramientas similares como la resonancia magnética, hace





CONSTRUIMOS  
CON TECNOLOGÍA  
PARA GENERAR VALOR

 **TECNA**

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

rato que tenemos en *LWD* acústicos cuadrupolares, y en cuanto a herramientas de imágenes de pozo, en *LWD* tenemos herramientas acústicas, de densidad, etcétera... Es decir, hay una mayor variedad de imágenes de pozo en *LWD*. Esta etapa es importante para poder caracterizar las mejores zonas y no hacer el *geometrical drilling* del que hablamos”.

“En la fase de completación es importante aislar y fracturar la formación. Todos sabemos que la fractura es una cuestión central en la productividad de los pozos: hasta ahora hicimos todo en la modalidad de *plug and perf* (taponar y perforar), pero hay otras tecnologías; estamos por probar en Vaca Muerta una herramienta de camisas activadas por bolas de diferentes tamaños, y aún no hemos probado otras de camisas que pueden ser activadas o desactivadas por *coiled tubing*, consistente en que si abro una camisa y fracturo, con el tiempo si ese intervalo produce agua, puedo volver y desactivar esa camisa para inhibir la producción de agua. O sea, hay una amplia variedad de tecnología que deberá ser testeada para ver cuál es la mejor para el desarrollo local”.

“En cuanto al diseño de fractura, deben converger estudios y conceptos geomecánicos, lo que se hace con la Petrofísica, tenemos simuladores de fracturas y tenemos un simulador 3D para *shale*, hay todo un portfolio de fracturas, como las híbridas que se están haciendo. Hay toda una línea de fluidos de “fracturación verde”, amigables con el medio ambiente, hay líneas de inhibidores de incrustaciones, etcétera”.

“¿Qué tenemos para ver cómo crece la fractura? No hay método directo, pero sí indirectos. Microsísmica, por ejemplo, con los mejores resultados, haciéndolo desde dos pozos simultáneamente y ubicados a 90°, ortogonalmente, trazados químicos, agentes de sostén marcados, acústicos pre y post fractura... esto es importante para determinar el SRV o el volumen realmente estimulado. No solo me va a servir para ajustar el espacio entre fracturas sino también entre los pozos”.

“Monitoreo y optimización de la producción: tenemos PLT, pero es como una foto en el tiempo; hay una tecnología de dts, de sensores de presión y temperatura que se bajan con fibra óptica y se dejan en el pozo, y que es como ver la película completa, no como la foto, ver en tiempo real qué y cómo está produciendo. También tenemos equipos portátiles para purificar el agua que sale del pozo y poder reinyectarla, y bombas electrosumergibles para vaciar los pozos si tienen mucha agua, o mantener el nivel que queremos si tenemos petróleo; con esto nos aseguramos de que el pozo produzca lo que tiene que producir y no menos”.

“Nuestro flujo de trabajo parte de una plataforma que nos permite integrar partiendo de un modelo estructural de sísmica hasta llegar a una simulación de flujo y un modelado económico. Y para resumir, lo que queremos decir: hay que perforar solamente los pozos que caen en *sweet spots* y, de diez etapas de fractura, si solo cuatro producen, hacer solo esos cuatro, porque hablamos del ahorro de muchísimo dinero”.

# 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 m<sup>3</sup>/día y presiones hasta 350 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### Base Neuquén

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

#### Planta Industrial

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

#### Base Comodoro Rivadavia

Cagliero N° 112  
 Tel: (54) 0297-446-0802  
[arconcomodoro@sinctis.com.ar](mailto:arconcomodoro@sinctis.com.ar)





En pozos nuevos o maduros, el retorno del agente de sostén no tiene por qué ser un problema.

Para las operadoras, prevenir el retorno del agente de sostén en cualquier tipo de pozo puede resultar costoso y plantear importantes desafíos en cuanto a su descarte. Pero ésta no tiene por qué ser la cruda realidad. Ante la primera evidencia de retorno del agente de sostén, el servicio PropStop® ABC de Halliburton (con una formulación de base agua) puede hacer más eficaz la aplicación remedial, mejorar la seguridad y mitigar la devolución del tratamiento durante la vida útil del pozo.

¿Cuál es su desafío para mejorar la producción?

Para conocer más detalles, visite [halliburton.com/propstop](http://halliburton.com/propstop).

**Solving challenges.™**

**HALLIBURTON**



## Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales II

# Tecnologías de superficie para optimizar la producción

En esta mesa, los expertos en aplicaciones de automatización y control se refirieron a las tecnologías que se han utilizado en los países con amplia experiencia en la producción de *shale gas*.

### Larry Irving

*VP para la industria del petróleo y del gas en Emerson*

*En su conferencia, bajo el lema "First oil first", se refirió a la importancia de un sistema de mediciones y control para poder prevenir los problemas y ahorrar en tiempo y costos.*

"Desde nuestra experiencia, y según lo que creemos que va a poder ser aplicado en la Argentina en cuanto a *shale gas*, sabemos muy bien que nuestro país es conocido por la producción convencional. Existen similitudes con los Estados Unidos, en la medida en que allí se producen *shale oil* y *shale gas*; sin embargo, hay diferencias importantes que vamos a remarcar hoy".

"En primer lugar, en un reservorio convencional tenemos un yacimiento con una geología única, con tiempo de

espera, mucha planificación por anticipado, caracterizada por un gran pozo productor que produce una gran cantidad de petróleo y gas durante un período prolongado de tiempo con una tasa de agotamiento lenta año tras año, contrastando con lo que vemos en la producción de *shale*, donde ya se va de una ingeniería alta, hacia un entorno de desarrollo e investigación, porque el agotamiento de estos pozos es muy rápido”.

“En América del Norte vi pozos de estas características, casi un 70% de agotamiento del primero al segundo año. ¿Qué implica eso para nosotros en el mundo del *shale*? Que para mantener la producción, vamos a tener que seguir extrayendo rápidamente en un lugar que ya perdió producción, lo que repite un entorno de fabricación altamente replicable. Por ejemplo, en los Estados Unidos, durante los primeros años, a medida que la industria aprendía a producir *shale* a través de la perforación y de la producción, nos llevamos 30 días completar y llevar un pozo a producción”.

“Hoy, con los mejores de su clase, para producirlos nos lleva 7 u 8 días; eso significa que hay una gran mejora en la eficiencia en la medida en que aprendemos a perforar y hacer una terminación, en la medida en que tenemos más experiencia, más conocimiento y que comprendemos mejor la Geología. Esto ya se convierte casi en un entorno, en un proceso de fabricación para nosotros. Tenemos un gran riesgo en lo que es la parte de convencional, pero en *shale* no tenemos mucho riesgo: normalmente no tenemos pozos secos”.

“En general, cuando vemos la diferencia entre convencional y no convencional, se trata de bajar el costo para mejorar la eficiencia en el aspecto económico, para que la producción sea viable desde el punto de vista económico a futuro. En la medida en que se ven los desafíos comerciales para la industria, no tiene diferencias: se busca confiabilidad para tener en funcionamiento los pozos y los resultados financieros asociados a sacar la primera gota de petróleo y mantenerlo en forma segura y eficaz. Esto pone una gran limitación en el personal, tanto calificado como no calificado, ya que desarrollamos miles y miles de pozos necesarios para aumentar la producción y sostenidamente en los próximos 10 o 20 años”.

“Por un lado, tenemos a los jugadores claves, a las partes interesadas, con sus desafíos, que tienen conexión con el *manager*, que está interesado en reducir el costo operativo alto, la rentabilidad, tener mejores rendimientos y luego mejorar el agotamiento años tras año. Luego, tenemos al gerente de operaciones y al de producción, y los técnicos que tienen la mayor carga laboral a medida que agregan nuevos pozos y mantienen la producción de cientos de pozos. Y muchas veces no contamos con la suficiente mano de obra calificada para una producción esparcida de los pozos, y se dificulta encontrar un técnico para enviar a hacer el mantenimiento”.

“Al intentar producir el gas o el petróleo rápido, hemos visto grandes mejoras en las áreas en las que hemos combinado la arquitectura de mantenimiento, consistente en tener las tecnologías conectadas como para poder autoreconocer los dispositivos y realizarlo en días en vez de en semanas, lo que nos permite bajar el costo relativo y concentrarnos en mejorar cómo conseguir realmente ese petróleo y gas que necesitamos”.

“Me referiré a los factores principales para ser eficientes en esta industria de *shale gas* y *shale oil* y sacar el *First*

*oil, first* (la “primera extracción de petróleo, primero”). Por experiencia, muchas empresas en Estados Unidos a las que tradicionalmente les llevaba muchos días o meses para tener *online* las plantas o las operaciones, gracias a estas tecnologías pudieron reducir el tiempo y el costo como para sacar la primera gota de petróleo un 60% más rápido a veces. Lo que se requiere es un diagnóstico sólido de las variables de caudal, de medición, de niveles, presiones que me van a garantizar la producción de *shale oil* y *shale gas*. Se necesitan variables del proceso precisas y lo hacemos con la adaptación de las tecnologías por un diagnóstico que nos ayude a aprender y que nos permitan algo saludable, para que no solo funcionen bien, sino que funcionen en el futuro. Y que si a futuro surgen problemas, que por lo menos se tenga una advertencia de qué puede pasar. Si realmente las mediciones base son correctas, si las entendemos, podemos utilizarlas para mantener las instalaciones *on demand*, a medida que surge el problema y se van necesitando, en vez de arreglar visitas rutinarias a cada uno de estos sitios”.

### Wireless

“Desde el punto de vista *wireless*, es importante tener una red auto-organizable, que cubra cientos y cientos de pozos en producción. Luego, tenemos una red muy confiable que se auto-soluciona si uno pierde un dispositivo que nos ayuda con este proceso seguro, de multiniveles, dando señales que siempre estarán presentes cuando sean necesarias”.

“Y hay un portfolio creciente en el mercado: productos que no solamente miden presión y temperatura sino dispositivos que miden sensores de vibración, por ejemplo, interfaces de puertas múltiples, videos que te dan la garantía de ver lo que está pasando tanto en el sitio como en el pozo... Un portfolio de productos creciente de arquitecturas inalámbricas que nos permite adaptarnos rápidamente como para poner en funcionamiento el pozo y agregar instrumentos en la medida en que decidimos cambiar, según la vida útil del pozo. Esto es una arquitectura breve de dispositivos inalámbricos, todos conectados a través de un *gateway*, por ejemplo a través de una terminal mediante el sistema de *hosting* de *Scada* y a través de las oficinas de los operadores que nos permiten no solamente operar las instalaciones sino también ver cuál es el diagnóstico para comprobar la confiabilidad de los dispositivos, para tener un control remoto y local a la vez. Para los operadores norteamericanos, esto ha sido muy importante en la medida en que tratan de manejar miles de pozos, no solo unos pocos pozos convencionales. Entonces aprendemos de esa experiencia. Lo importante es comprender todo el diagnóstico, la capacidad, y esta red nos permite esta evaluación del operador y brindarle asistencia y alertarlo desde el departamento de mantenimiento para ver qué está pasando en el yacimiento”.

“La forma de lograrlo es que cada uno de los dispositivos tenga el diagnóstico integrado central, dentro del dispositivo, para poder mandar ese diagnóstico a través del sistema de *host*, a un registro de datos donde el departamento de mantenimiento pueda ver cuál es el problema, y luego se mantiene una base de datos de manera de poder comprender qué le pasa a la bomba, al nivel de cavitación, a los compresores... y así con diferentes unidades de asis-



tencia que nos permiten mantener una actividad y el tiempo de funcionamiento de la mejor manera”.

“Como ejemplo, podemos tener un ensayo de pozo automático, para poder iniciar remotamente el ensayo del pozo y a su vez comprender el desempeño y rendimiento e integrar los datos y retroalimentarlo a una operación en el sistema del departamento de reservorios, dándole una introspección, un *feedback* del rendimiento, para comprender lo que necesita hacer de acá en adelante”.

“Otro ejemplo es controlar la cabeza de pozo, brindando tecnologías inalámbricas como para ver cuáles son las líneas de temperatura, de *casing*, de estado de las válvulas, la configuración estranguladora, y algunas pérdidas que podamos tener en la instalación. Toda esa información se puede tener de forma remota. En una cabeza de pozo monitoreada con la tecnología *wireless*, se pueden llegar a ver oportunidades de optimización de pozos, una llegada de un *plunger*, *casing*, *tubing*, posición de las válvulas... son oportunidades de control donde tomamos las mediciones necesarias y las retroalimentamos al centro de operaciones para manejarlas de forma remota, hacer mejoras o intervenir y comprender a distancia, lo que es necesario para hacer una mejor tarea cuando visitamos el sitio”.

“La ventaja es que nos facilita la falta de tanta mano de obra calificada y no calificada en un sitio distante, ya que todo este equipo ayuda a prevenir y hace que no necesitemos tanta; pasa en Estados Unidos y vemos que también aquí en la Argentina”.

“Tenemos el ejemplo de una operadora grande multinacional que un día decidió instalar la tecnología inalámbrica, y en seis días prepararon todo: aplicaron esta tecnología de medición especialmente en los tanques y un instrumental inalámbrico que emitía la señal desde la cabeza de pozo. Según pudo saberse, redujeron el costo de puesta en marcha en 80 sitios. Ya pasaron de seis días -que era muy bueno- a tres, en la puesta en marcha de los instru-

mentos. Otros también experimentaron mejoras tangibles: de 14 días bajaron a dos, especialmente en la terminación del pozo, y lo ponen en producción para tener visibilidad y empezar a fluir petróleo y gas; lo hacen todo en dos días. Todo esto está teniendo mucha importancia. Y pasa a ser como un producto de factoría, en serie. No podemos hacer ingeniería de cada pozo, pero podemos empezar en uno, lograr que se pueda replicar en todos los pozos y que sea todo básicamente similar”.

“Acerca de cómo aprovechar las nuevas tecnologías de automatización para las operaciones remotas, tenemos que ser capaces de desarrollar una base para aprovechar la capacidad de optimización, esto comienza con tener la instrumentación correcta dentro del yacimiento, así como también en un control local apropiado, capaz de optimizar en el sitio y en definitiva poder administrar a nivel de campo o yacimiento que tenemos estos fundamentos con controles avanzados vigentes y con motores de optimización para poder impulsar y administrar no solamente un pozo sino todo el yacimiento. Y ver todo lo que es el proceso, la instalación de gas y el punto final de destino”.

“Consultado acerca de la ciberseguridad, si por ejemplo alguien quisiera hackear el sistema, nosotros estamos trabajando en una tecnología capaz de hacer segura la transferencia de datos, y que queremos que sea un estándar en industria, tanto para nuestros competidores como para los usuarios”.

### Monitoreo

“En cuanto a qué soluciones tenemos para la integración para la *artificial lift* en los sistemas de monitoreo de pozos, especialmente con el sistema de monitoreo real y el de control, estamos totalmente integrados a la automatización, donde podemos llegar a brindar arquitectura a nivel de campo y llevarlo a las salas de controles o a la parte analítica del yacimiento o a la *RTU* (unidad de transmisión remota, por su sigla en inglés), con ingeniería y diseño como para integrarla en el sistema *Scada* y conectarse con el sistema de control de distribución y con el operador en la planta de gas. De manera que tenemos una integración de ingeniería que reduce riesgos, como cuando no tenemos un mapeo de protocolo apropiado que nos requiera un gran desafío. Tenemos que reconocer dónde están las variables del proceso y depositar todo el diagnóstico en la misma base de datos para que pueda operarse en forma remota, de modo que haya una ingeniería que pueda integrar algo en forma estándar o que utiliza esta filosofía que reduce el riesgo de puesta en marcha que tenemos, y no estar limitados a un diagnóstico que nos llega tarde”.

“Nos han preguntado si para establecer la automatización en los procesos avanzados de control y monitoreo se necesita un mínimo de pozos para instalar el producto, o si hay un rango de precio por pozo y si se necesita un mínimo de pozos para integrarla. Sobre el número de pozos: si se tiene un solo pozo, quizás no se necesite tanta automatización; en la medida en que uno tiene decenas de pozos, quizás sea más aplicable. En función del costo por pozo, el costo reside en un *hardware* y el *software* básico es bastante mínimo. No me quiero arriesgar con un número pero obviamente, si el primero cuesta mil, el quinto o el sexto van a costar menos de la mitad en la medida que tengamos una economía de escala...”.



# Yo elijo Skanska

Alejo Borra, Analista de Control de Gestión

Junto a 57.000 personas que en el mundo trabajamos en 10.000 proyectos simultáneos, para construir lo que la sociedad necesita.

---

**SKANSKA**

[www.skanska.com](http://www.skanska.com)

## Frank Whitsura

VP & General Manager, Process & Automation Solutions, Honeywell

“Nuestra idea es establecer un escenario para la industria del *shale gas* a medida que se desarrolla en todo el mundo. Como se ha dicho, tiene similitudes con la producción convencional y, a la vez, también tiene diferencias. Las reservas no convencionales se desarrollan en todo el mundo, por ejemplo en Estados Unidos, Canadá (el CBM también es un recurso no convencional) y Australia, China y Gran Bretaña también quieren desarrollar *shale gas*, ya que brinda una buena fuente de energía, de garantía de energía, y también tiene sus propios desafíos”.

“La Argentina tiene las reservas probadas más grandes del mundo, y tenemos la ventaja de que podemos aprender de los más de diez años de desarrollo en Estados Unidos, Canadá y Australia. Por eso, me gustaría hablar sobre cómo adaptamos una industria aparentemente nueva en Argentina, aprovechando las experiencias de los otros”.

“Sobre todo, hay un par de cosas que no debemos perder de vista con el *shale gas*, y es el respeto a la protección del impacto del medio ambiente, los empleados y la gente que nos rodea, y muchos aspectos de seguridad que buscamos mitigar. Los problemas de seguridad en el ámbito no convencional se explican por sí solos, no son muy diferen-



Antares Naviera SA

ADDING VALUE TO OUR CLIENTS  
AGREGANDO VALOR A NUESTROS CLIENTES

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

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



**Antares Naviera**

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



## >> Trabajo en equipo.

Porque trabajar en equipo es parte de nuestra filosofía, comprometiéndonos unos con otros para alcanzar los objetivos. Eso nos da seguridad. Y también nos permite darla.

**Equipos de Perforación y Workover.**



**NABORS  
INTERNATIONAL ARGENTINA S.R.L.**

tes de los de un pozo convencional, pero como se dice que en el desarrollo de *shale* vamos a tener cientos de pozos sumados a un proceso troncal, entonces tendremos más puntos de contacto; son preocupaciones ambientales manejables y administrables, los desafíos provendrán entonces de la cantidad de pozos de *shale*, pero no porque los pozos se perforen y queden en producción por veinte años, sino por una evolución de perforación constante, hay declive en la producción, agotamiento y luego tenemos que manejar la tasa de producción en forma constante...”

“Al perforar muchos pozos, son necesarios muchos equipos para monitorearlos; en operaciones altamente distribuidas de *shale gas* vemos una necesidad para tener un monitoreo de pozos y también un monitoreo de desempeño, la tecnología necesaria para bajar el costo de mano de obra al ser capaz de llevar el trabajo a la gente en vez de llevar a la gente al trabajo. La confiabilidad está centrada en el mantenimiento para extender la vida útil de cada activo fijo o bien de uso, y un monitoreo de impacto ambiental que garantice la sustentabilidad de la región”.

“La industria de *shale gas* no difiere de muchas partes del mundo; en el tema de refinerías, esto que pasa ahora es similar a lo que vimos 30 años atrás con el *downstream*: en realidad, no había mucha automatización en las refinerías y operaban a una capacidad muy baja y era aceptable. Pero en los últimos 30 años, con la automatización tuvimos un cambio sustancial de la producción en las instalaciones *downstream*. ¿Cómo lo hicimos? Mediante la integración de unidades que operan entre ellas para hacer un moni-

toreo desde un lugar central, en vez del monitoreo sobre el campo; esto nos dio una mayor capacidad de operar de las plantas”.

“La situación argentina es comparable a los principios de operaciones en otras partes del mundo; son los que tuvimos en Estados Unidos, Canadá y otros lugares. Siempre hay escasez inicial de inversión de capital porque hay necesidades, y además hay otras opciones de inversión. Y hay una necesidad también de contratar lo local, impulsado por regulaciones, leyes y a veces por ser prácticos; por ejemplo, según el número de pozos, se exige que el trabajo sea local, y obviamente a veces hace falta mano de obra calificada porque es una nueva industria, que tengan experiencia, entonces esto impulsa a que se tenga una mayor automatización remota y manejo de activos”.

“En los Estados Unidos hubo mucho desarrollo durante los últimos cinco a siete años, y mucho se ha desarrollado no por ensayo y error, sino por aprendizaje. Hay muchos involucrados en el avance del *shale gas*, lo cual genera competencia entre empresas, y uno trata de brindar mejores servicios; para ello tenemos distintos niveles de regulaciones, muchas tienen que ver con las normas de calidad y seguridad. Allí, la extracción de no convencionales creció mucho, si en el año 2000 teníamos un 1%, hoy tenemos un 23% (y se espera el 50% para 2030)”.

“La naturaleza de los pozos tal y como ha sido mencionada es que tal vez tengamos 100 pozos o más esparcidos en algunos kilómetros; vemos que la producción inicial es relativamente alta, pero como se ha dicho, en el primer

## correntoso

Lake & River Hotel

RESERVA

Villa La Angostura - Patagonia Norte



GOURMET



AVENTURA



TRABAJO

Donde trabajo y placer se encuentran

MARZO Y ABRIL DE 2014, OFERTA ESPECIAL

\$ 1.380

Tarifa por noche por habitación en base single o doble. Mínimo 10 habitaciones y 2 noches.  
No incluye IVA. Sujeto a variaciones sin previo aviso.

Info & reservas: (+5411) 4803 0030 | [grupos@correntoso.com](mailto:grupos@correntoso.com) | [www.correntoso.com](http://www.correntoso.com)



## EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



año hay un agotamiento de casi el 70%, y algunos siguen produciendo; entonces, tenemos que saber dónde está el suministro y hacia dónde va la demanda como para poder manejar la cadena de suministros”.

“Lo que pasó en los últimos siete años es que hay grandes empresas con gran producción de *shale* porque compraron empresas chicas, porque tenemos economías a escala con operaciones consolidadas, y entonces vamos a hablar del concepto de operaciones y controles remotos y que a veces no es factible sacar a la gente de un sitio para hacer las tareas de mantenimiento”.

“Nuestra visión del futuro es lo que llegó ahora: ver dónde tenemos las operaciones integradas. En la refinería (*downstream*) no hay una instalación que planea su producción desde la obtención de la materia prima hasta el producto terminado. Y en la producción del gas natural estamos en la misma situación, con la salvedad de que comienza con productores, procesadores de gas y usuarios finales. El desafío del gas es que es muy difícil de almacenar, por lo que los clientes necesitan manejar el suministro desde la cabeza de pozo hasta las plantas de procesamiento de gas, y lo resolvemos con la automatización en la boca de pozo, monitoreo en base a un propósito, para manejar las plantas desde un lugar central”.

“Las unidades de transmisión remotas tienen una aplicabilidad muy variada y son útiles por ejemplo a las condiciones desfavorables de un sitio que puede llegar a variar; hemos implementado varias en Canadá, donde el clima

es muy frío, o en Oriente, donde hace mucho calor. Tiene integrado un cálculo de flujo poderoso, muy útil para poder manejar los niveles desde un lugar central y permite realizar el monitoreo de producción de forma remota; a diario vemos operaciones remotas que evolucionan constantemente, y en nuestra industria de hecho hemos automatizado casi toda una planta a miles de kilómetros de distancia, y junto con este monitoreo y control remoto, hemos integrado la seguridad”.

“¿Y para qué queremos integrar todo esto? Porque si se detecta una intrusión en un sitio, con la capacidad remota uno puede observar rápidamente y el operador puede verificar si hay una amenaza potencial -y que tal vez sea un animal, por ejemplo una vaca-, y si no es una amenaza, al hacer una vigilancia remota podemos tomar una acción correctiva inmediata para proteger el pozo y el medio ambiente. El sistema *Scada* existe desde hace muchos años para control de supervisión y adquisición de datos. Lo que difiere en Estados Unidos es que estos pozos son como factoría: miles de ellos, entonces el sistema de *Scada* incluye la capacidad de tener plantillas de modelos de pozos que se pueden replicar, es decir un operador tiene la capacidad de replicarlo en varios yacimientos con varios km<sup>2</sup>, con un *software* para monitorear circunstancias atípicas en un pozo donde podemos advertirle al operador”.

“Por eso, cuando se habla de tener un capital limitado, y restricciones y retornos sobre la inversión, prefiero hablar del impacto que puede tener en el bolsillo la implementación de

## Válvulas Worcester de Argentina S.A.

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



**Valbol | Válvulas Worcester de Argentina S.A.**

Administración y Ventas: Osvaldo Cruz 3333 (C1293ADL) C.A.B.A. - Argentina

Tel: (5411) 5533-5200 | Fax: (5411) 5533-5290 | E-mail: [mail@valbol.com.ar](mailto:mail@valbol.com.ar)

[www.valbol.com.ar](http://www.valbol.com.ar)

# Energía en Movimiento

Desde su fundación, en línea con los principales ejes del Plan Energético Nacional, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía de todos los argentinos. Un logro en beneficio de todo el país, que de la mano de una sólida red de alianzas, permitieron a ENARSA hacer realidad:

- Más de 80 centrales de generación de energía distribuidas en 17 provincias.
- Acuerdos para la exploración y explotación de toda la Plataforma Continental Argentina.
- El primer parque eólico de gran potencia del país.
- Un banco de datos integral de hidrocarburos.
- Alianzas de investigación y desarrollo.
- Convenios con países de América, Europa y Asia.
- Programa de energías renovables para el cambio de la matriz energética.

De cara al futuro, ENARSA sigue adelante, comprometida con un país que crece, produce y se desarrolla, con el fin de mejorar la calidad de vida de todos los argentinos.

**ENARSA. Energía, desafíos y logros.**  
[www.enarsa.com.ar](http://www.enarsa.com.ar)

## EN AR SA

*Energía Argentina S.A.*



Ministerio de  
**Planificación Federal,  
Inversión Pública y Servicios**  
Presidencia de la Nación





la automatización de monitoreo en tiempo real. Una vez que se invirtió en los fundamentos subyacentes de la automatización, como para recabar datos y también para manejarlos y almacenarlos, les diría que abre la puerta para utilizar una tecnología que en *downstream* se ha usado por muchos años, en el control de accesos avanzados. Este control funciona sobre las limitaciones, comprendiendo las características de varios parámetros que van a repercutir en la producción del pozo, ya sea el modelo de reservorio, el lugar donde va a estar, si hay un separador de gas y maximiza la rentabilidad basándonos en los requisitos del usuario final...”

“Y una vez que se puso en marcha el control de procesos, si bien la producción baja, lo hace moderadamente; estamos convencidos de que en definitiva esto va a tender al 15% de recuperación mayor en cada pozo. Si uno considera miles de pozos, verá que la inversión inicial se amortizará”.

“Acerca de la ciberseguridad, eso es algo que todos tenemos en cuenta; en el mundo se dieron casos en que intencionalmente ingresaron a las salas de control para conocer los algoritmos y para hacerlos caer. Nosotros nos tomamos muy en serio este riesgo y tenemos un equipo industrial que trabaja de forma estrecha con el Laboratorio Nacional de Los Álamos, para monitorear y verificar la seguridad del *software*. Y a medida que vamos trabajando con el ciberespacio, capacitamos más a la gente para que tomen en cuenta todos los riesgos que ello implica”.

Acerca de cómo aprovechamos las nuevas tecnologías de automatización para las operaciones remotas, lo que vemos en otras industrias y vemos que está presente en *shale gas* es que, al tener la capacidad de recabar datos en tiempo real, en la cabeza de pozo y llevarla a un lugar central, por ejemplo, estamos trabajando con una empresa chilena que tiene su cabeza a miles de kilómetros de la planta en Santiago de Chile, y desde ahí no solo monitoreamos las operaciones cotidianas, sino también cualquier cosa atípica: un equipo que falla, la calidad del producto... Al tener una operación remota donde tenemos los expertos, uno puede aprovechar-

los para que puedan estar en un solo lugar pero con una cobertura mayor. Estos recursos son claves, y mencionemos la escalabilidad de la industria, que es la oportunidad como para mitigar la escasez de mano de obra calificada, al hacer que el trabajo vaya al trabajador y no al revés”.

“Para hablar de los desafíos principales con la administración de la información y la seguridad en las operaciones, hay que considerar que uno de los grandes problemas es cómo administrar volúmenes enormes de datos. Es una inteligencia artificial que busca anomalías en el pozo, en equipos, por lo que la clave probablemente es recabarlos y asimilarlos con una predetección para poder filtrar temas que no son primordiales”.

“Cuando uno puede diagnosticar las anomalías, puede mandarle la información al experto para que lo entienda bien y enviarlo al grupo correcto, ya sea de operaciones, de mantenimiento, en un reservorio, o al gerente que maneja todos los activos. Hay muchas maneras de trabajar esta información para una mayor eficiencia”.

“Tenemos tecnologías propias pero también la capacidad de integrar tecnologías de cualquier proveedor que uno elija para los dispositivos de campo; así como también un *software* de monitoreo de producción que nos permita manejar todo el flujo masivo o de material hasta poder incluir las plantas de procesamiento de gas que pueden venir de otra empresa. Podemos trabajar en una solución punto a punto con el cliente desde el pozo hasta las plantas de limpieza y procesamiento de gas, de manera que podemos manejar el gas final, el resultado, prestando atención a todo lo de la cadena”.

“Acerca de si se tiene un mínimo de pozos para instalar el producto, o hay un rango de precio por pozo y si necesitamos un mínimo de pozos, la automatización suele costar un 2 o un 3% del costo total del pozo; no es mucho respecto del gasto de capital o de inversión. Sin embargo, es necesario resaltar que lo que permite hacer esta herramienta es algo enorme: permite aprovechar al máximo pozos que ya cuestan mucha plata hacerlos”. ■

# UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refinerías y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

@Techint\_Eng\_Con  
[www.techint-ingenieria.com](http://www.techint-ingenieria.com)



**TECHINT**  
Ingeniería y Construcción

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
   
 7 al 10 de octubre de 2013
   
 La Rural - Buenos Aires - Argentina



Mesa redonda: *Clusters* con contenido local

# Los desafíos que afronta la cadena de valor

En esta mesa moderada por Gustavo Bianchi (Y-Tec), los representantes de empresas proveedoras se refieren a cómo se posicionan ante la demanda que puede sobrevenir a partir del desarrollo de *shale gas* o *shale oil*.

## Marcelo Guiscardo

Director de QM Equipment

En su ponencia “Prepararse para crecer”, habló de cómo se ve la oportunidad, desde la perspectiva de una empresa pequeña, y del cambio de ángulo que hubo que desarrollar.

“Hablaré desde la perspectiva de una pequeña compañía en Mar del Plata, acerca de las oportunidades que vemos con el posible advenimiento de reservas no convencionales y de todos los trabajos preparatorios que estamos

realizando para poder eventualmente afrontarlo, comparando con lo que se logró hacer con el *shale gas* en los Estados Unidos y lo que ya estamos empezando a ver aquí, en cuanto al desarrollo de nuevas compañías chiquitas”.

“Comenzamos hace unos ocho años con una compañía que nos dio el primer voto de confianza: le construimos tanques criogénicos, que aún son de los productos más complejos de la industria. De ahí seguimos con piletas de fractura, *bulks* de cemento y un *blender* de 60 barriles. Después, trabajamos con más compañías, que nos fueron trayendo distintos elementos, los cuales nos ayudaron a desarrollar nuestros conocimientos y a poder seguir cre-



ciendo. Hicimos *trailers*, tuvimos que conseguir certificados internacionales como la ISO 9001, la ASME (que certifica programas asociados con los recipientes de presión) y la ATEX (certificación europea referida al equipamiento permitido para el medio ambiente), e hicimos silos y reparaciones. Posteriormente, otras empresas internacionales nos pidieron y hoy estamos exportando a los Estados Unidos, por ejemplo, *blenders* de 140 barriles que estamos fabricando en la Argentina. Y todo esto se hizo en apenas ocho años, o sea que se puede comenzar de cero y crecer, si se es ayudado por las compañías, que traen tecnología, tienen paciencia y nos ayudan a entender las cosas”.

“La parte de tecnología e ingeniería es muy importante para nosotros que comenzamos haciendo las cosas que nos pedían, hasta que nos dimos cuenta de que para poder crecer y competir internacionalmente debíamos conocer todos los detalles de lo que teníamos que hacer. En este momento la empresa tiene 30 ingenieros, que es considerada grande para una compañía chiquita en Mar del Plata”.

“También está el rol de las universidades en este desarrollo de los no convencionales. En el tema de los materiales finitos, que para nosotros es fundamental, en Mar del Plata tenemos el Intema (Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales), que quizás sea la mejor universidad de materiales de la Argentina, y cuando teníamos que hacer certificación de soldaduras, elementos finitos y una serie de cosas que no sabíamos cómo hacer, íbamos a la universidad. Así que muchos de los ingenieros que tenemos trabajando hoy fueron antes alumnos que trabajaron durante su capacitación”.

“Solo quería mostrarles cómo es que nuestra compañía pasó de hacer una piletta de fractura a construir un *blender*, un cementador y otras cosas. Y es por eso que hoy estamos capacitados para hacer un set de fracturas completo, así como la parte de criogenia, ácidos y segmentación”.

“Entonces, ¿cómo se ve, desde una empresa pequeña, el desarrollo de reservas no convencionales? Yo lo veo como una oportunidad. Es un cambio de visión de la empresa”.

“Ahora el desarrollo de reservas no convencionales requiere un cambio similar a cuando en el tema de recuperación secundaria unos decían que “la primaria es lo único que da”, y para hacer secundaria tuvimos que llevar agua a todos los pozos: tenemos que llevar agua y arena a todos los pozos y después hay que seguir haciendo pozos. O sea, es un desarrollo técnico increíble”.

“Daniel Yergin, (N. de la R.: ganador del premio Pulitzer por su libro *La Historia del Petróleo* y actual vicepresidente de la empresa global de información internacional sobre energía IHS), dijo en una charla de hace un mes, que el desarrollo de reservas no convencionales hizo que en Estados Unidos el petróleo creciera de 2008 a la fecha un 50%, y el gas creciera desde 2005 a la fecha el 33%; del total, hoy el 45% proviene de pozos no convencionales; se han creado dos millones de puestos de trabajo solo el año pasado y hay más de 100 compañías nuevas; y cuando uno se fija en cómo cayó el precio del gas, puede pensar que entonces el fisco dejó de recaudar dinero, pero sin embargo allí se han recaudado 74.000 millones de dólares en impuestos. O sea, que por más que caiga el precio del *commodity*, no significa que el Estado sufra, porque la creación de trabajo y el incentivo a la economía para tener una energía más barata hacen que el avance sea posible”.

“En Estados Unidos están hace diez años con esta actividad, si bien con otro tipo de condiciones: las reservas están más arriba que las nuestras, no son tan profundas, y tenían una serie de equipamientos que acá no existen. Pero la cuestión es que pudieron revertir una caída de 30 años de reservas, y están yendo para el otro lado, a exportar, y eso queremos para la Argentina”.

“En nuestro país se han perforado más de 100 pozos a la fecha; quizás no fueron económicos; pero los 100 fueron productivos. Quiere decir que el riesgo geológico –como cuando perforábamos en el mar y se tenía el cinco o seis o 10% de posibilidades de obtener un pozo productivo–, es un problema que no se tiene aquí. El problema que sí se tiene es que en un año los pozos bajan el 80% de la producción. Cómo se pagan, ese es el problema que hay que tratar de resolver”.

“La economía va a requerir nuevas cosas, nuevas inversiones para hacer las cosas. Escuché en este mismo foro que el equipamiento que se necesita para convencional y



no convencional es casi el mismo, pero el problema está en la complejidad y en el número de pozos que uno tiene que hacer y que impacta en la seguridad, en el cuidado del medio ambiente, en la capacidad logística de las compañías... Pero todo se puede hacer, se puede competir y se puede seguir creciendo”.

“El ingenio y la capacidad de adaptarse también son importantes. Una compañía nos pidió piletas para fractura de 80 m<sup>3</sup> y las construimos en Mar del Plata. Los volúmenes de agua y arena que mueve cada pozo son mucho mayores, pero una empresa dijo: “Nosotros les resolvemos el problema, ustedes traigan las piletas y nosotros les hacemos un tanque para almacenar el agua”. También les construimos los *sand chiefs*, donde se almacena y dosifica arena. Pero a dicha compañía se le ocurrió realizar una estructura donde pueden recibir los sacos de arena de una tonelada y meterlos en los *sand chiefs* que mandan la arena al *blender*, que lo mezcla con agua y aditivos y va a la fractura. Estas cosas se empezaron a hacer ahora, en nuestro país. Estas son las oportunidades. Antes no eran necesarias, entonces no había. Pero ahora sí”.

“Estamos viendo cómo hacer para no necesitar tanta importación y poder generar trabajo, servicios y equipamiento local. Para eso, se requiere ser competitivo en calidad y en precio, utilizando la tecnología disponible y las universidades. Y tener que ir de la mano de las compañías que te compran aquí para poder exportar, que es lo que hicimos: hemos enviado a Medio Oriente, Colombia, Estados Unidos, Siberia...”.

“Consultado acerca de qué condiciones estimamos necesarias para el desarrollo de los no convencionales en Neuquén, hablo desde una compañía que fabrica equipamientos: creo que en este momento, aunque en la Argentina aún no somos muchos los capacitados para generar todo el equipamiento necesario para el desarrollo de reservas, la capacidad está. Hay muchas compañías que podrían hacer cosas, en este momento casi lo único que no se fabri-

ca en el país -y con suerte esperamos un día poder hacerlos acá- son los equipos de perforación y de *pulling*. El resto se puede hacer en el país”.

“Nuestra mano de obra es local, son todos argentinos. Y casi todos de la misma universidad: uno llamó a otro y al otro, y así. Y nosotros los capacitamos en inglés, soldaduras, sistemas de diseño y a veces hay compañías de servicios que se llevan algunos de nuestros ingenieros para tomar cursos o los capacitan aquí. Y como obtenemos certificaciones, es necesario seguir la capacitación, ya que requieren estudios constantes y seguimiento”.

## Carlos Matus

*YPF Sustenta, Programa a cargo del desarrollo sustentable de proveedores regionales*

*Expuso el Programa Sustenta, cuyo objetivo es mejorar la productividad, competitividad y calidad de la cadena de valor de la empresa y de la industria nacional en general.*

“El programa de desarrollo de proveedores es una iniciativa que YPF lanzó para el desarrollo de la cadena de valor, ya que al ser la empresa de energía más importante del país quiso liderar un cambio en el paradigma energético impulsando un crecimiento sustentable en las regiones donde operamos. Queremos actuar de forma responsable, lograr la máxima calidad y la incorporación de tecnología de vanguardia en nuestros proveedores, cuidando el impacto en el medio ambiente, la salud y la seguridad de los trabajadores, y haciendo énfasis en el diálogo entre las personas, las comunidades y los grupos de interés que se vinculan con la compañía”.



“En cuanto al fortalecimiento de la cadena de valor, apuntamos a mejorar la competitividad, y eso significa levantar los estándares de calidad de los proveedores, de los servicios y de los materiales. La gestión empresarial es importante en esto y requiere de liderazgo, estrategia para poder hacer un buen posicionamiento. Para eso se requiere de innovación, modernización tecnológica y, en lo posible, sustituir la importación de todos los productos”.

“Todo esto se logra con capacitación, y eso redundará en mayor productividad, y la eficiencia será trasladada a YPF en un proceso de mejora continua”.

“Este programa se puso en marcha en agosto de 2012 como programa de desarrollo regional para mejorar la productividad, la competitividad y la calidad de los servicios y materiales de las empresas locales, en aquellas regiones donde desarrollamos más actividad”.

“Para ello, trabajamos un plan con contenido local y que esté alineado con la estrategia de crecimiento de la compañía, haciendo foco en las regiones. El programa incluye la mejora de aptitudes técnicas de los empleados de los proveedores, tratando de lograr diversidad productiva, y buscamos estimular que vendan a otros clientes sus productos. También énfasis en la reducción de costos, para todos los que integramos la cadena”.

“Internalizar el programa en el ADN de la gestión es otro de los objetivos del programa. Tratamos de ejemplificar: a los *stakeholders* (N. de la R.: grupos de interés) les interesa el desarrollo del programa. YPF tiene el liderazgo del programa que da un soporte institucional y que tiene estructura de apoyo y de vinculaciones con distintos *stakeholders*, empezando por el Gobierno nacional y los de las provincias; y con las empresas; pero hay otros grupos de interés que necesitamos integrar al programa que son los sindicatos, los mismos trabajadores para lograr una mejora en la productividad y lo que llamamos cultura del trabajo. Las instituciones educativas también tienen su papel, las universidades de cada una de las zonas donde trabajamos se han sumado dando programas de capacitación, las entidades tecnológicas, como Y-Tec, y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) están trabajando con nosotros en el desarrollo del programa”.

“Las instituciones financieras también, porque desarrollamos un

programa que necesita financiamiento a tasas blandas para adquirir bienes de capital y poder crecer. Las cámaras empresarias que pueden lograr acuerdos de cooperación. Y los gobiernos municipales con iniciativas de fomento y normativas que puedan ayudar a trabajar”.

“Empezamos por el análisis de las expectativas de los *stakeholders*... un factor clave es el diagnóstico de la oferta, es decir, el plan de trabajo que tiene la empresa para el próximo quinquenio y que está delineado y que surgió del plan de los 100 días, y nos dice dónde será el mayor nivel de inversión y cuánto de esos recursos serán para no convencionales”.



“El diagnóstico de la demanda también. Trabajamos con el INTI, que puso un grupo de profesionales que hacen relevamiento en zona de la capacidad instalada de todos nuestros proveedores. De ese relevamiento se establece un diagnóstico de la empresa, cómo está, qué limitaciones ve el empresario, sus necesidades de capacitación (técnica o gerenciamiento), si tiene iniciativas de adquisición de bienes de capital o si necesita financiamiento o un contrato a mayor plazo con YPF como para obtener un período de repago para los bienes que están incorporando...”.

“Finalmente, está el análisis de brecha, que se da entre la diferencia de esta nueva oferta vs. la demanda instalada. Ese *gap* (brecha) queremos que se instrumente a través de empresas regionales, y queremos ayudar a que sea así. También somos conscientes de que no todo lo pueden hacer las empresas regionales, y que ese lugar será ocupado por multinacionales que construyen equipos de perforación, por ejemplo, los que no se fabrican en el país; u otros servicios que aún se siguen importando de forma transitoria”.

“En cuanto a la implementación de los módulos: el programa cuenta con ocho módulos que se aplican a las empresas sobre la base del diagnóstico de demanda. Los módulos ayudan a las compañías a diversificar su actividad en clientes, innovación tecnológica, capacitación, crear oportunidades (empresas que se han fusionado para un determinado servicio), la eficiencia productiva, el desarrollo de la industria nacional (hacia la sustitución de importaciones), la optimización de calidad y de servicios y productos; y el módulo de mecanismo de financiamiento. Todo esto apoyado en pilares que queremos tener en la relación con los proveedores, basados en la ética, la transparencia, la calidad, la seguridad y la gestión”.

“La sustentabilidad viene del compromiso de las empresas de contribuir al desarrollo económico sustentable trabajando con los empleados, sus familias, la comunidad local y la sociedad en general para mejorar la calidad de vida. YPF ha logrado esto a través de su programa porque tiene un compromiso en firme y con impactos concretos”.

“Hemos determinado cinco puntos de interés, donde YPF tiene mayor actividad: tres son de exploración y producción; y dos, de las refinerías más grandes que tenemos. La Cuenca del Golfo San Jorge es uno, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Cuyana, en todo lo que es exploración y producción, y en lo que hace a la actividad de refino, con las refinerías de La Plata y de Luján de Cuyo... e incluso Plaza Huincul, que tiene también proveedores, pero vinculándolos a exploración y producción. En cada uno de estos puntos YPF puso a una persona focalizada en el desarrollo regional y para tratar de ayudar a las empresas de esa región”.

“En principio, 400 empresas se vinculan con nosotros; estas compañías representan el 33% del poder de compra de YPF y aproximadamente 15.700 trabajadores están en nuestros campos, refinerías, o en los complejos industriales. En 2012 y 2013 relevamos 234 empresas con un poder de compra del 21%, y casi 11.000 trabajadores que están con YPF”.

“Tenemos ejemplos de empresas de Neuquén en las que se logró sustituir importaciones, como equipos desparafinadores con componentes locales, y solo un 4% importado. Hoy los estamos ayudando a exportarlos; también necesita financiamiento para la adquisición de equipos. O ejemplos de universidades: con la Universidad Tecnológica Nacional generamos un contrato para que realice servicios de análisis de investigación dándoles un anticipo financiero para comprar un espectómetro. O con otra firma, utilizamos un mecanismo de financiamiento a través de un préstamo para financiar el 70% de este equipo que se está construyendo en los Estados Unidos, automático, para poder perforar”.

“Las universidades juegan un papel importante en todo esto; en el Golfo de San Jorge firmamos un convenio con la Universidad San Juan Bosco para que los profesionales de los últimos años puedan trabajar en el programa para mejorar empresas, de manera que las casas de altos estudios son importantes para nosotros”.

## 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

# WENLEN S.A.

[www.wenlen.com](http://www.wenlen.com)



Reservorio Shale Vaca Muerta  
**CABEZALES COMPACTOS y ARMADURAS de SURGENCIA**  
13.5/8 x 9.5/8 x 7x 4.1/2 x 3.1/2 #10.000 p.s.i

“Consultados sobre la visión que por ahora tiene el Programa Sustenta de la situación, basados en diagnósticos realizados sobre las pymes, lo que queremos es promover todas las iniciativas. Se brindan muchas oportunidades y queremos acompañar a las empresas en el desarrollo de sus servicios. Uno de los objetivos del Programa es ayudar, y si es necesario adquirir bienes de capital o vincularlos con el Ministerio de Industria, lo hacemos. Por ahora, solo hemos partido de un universo de proveedores que ya estaba vinculado a YPF pero no se cierra a ellos, y toda empresa que tenga un proyecto que nos pueda ayudar al desarrollo de los no convencionales, es bienvenida; les hacemos llegar un formulario y lo canalizamos según los módulos”.

## Mary Esterman

VP executive de Flargent

Se refirió al “camino hacia un cluster eficiente, seguro, tecnológicamente adecuado y de máximo contenido local”.

“En el caso de Flargent, los recursos no convencionales, el nuevo paradigma energético argentino, hizo que modificáramos los planes de crecimiento, de desarrollo y las oportunidades de nuestra compañía”.

“Estamos convencidos de que durante este siglo los combustibles fósiles seguirán siendo importantes; el próximo quizás tendrá que ver con las energías renovables, la fisión, el hidrógeno... pero por el momento tenemos que lidiar con cómo conseguimos más petróleo y más gas para las necesidades energéticas del mundo. Tanto en Europa como en Estados Unidos, el gas natural forma parte im-

portante de las matrices energéticas, y en la matriz de la Argentina vemos que más del 50% está basada en gas. Y que el petróleo y el gas están bajando la producción en los últimos tres años”.

“De que somos un país gasífero no tenemos duda; vamos a tardar 30 años en cambiar esta matriz; lo bueno es que hay antecedentes, hay tecnología y sabemos cómo llegar al gas, cómo sacarle los contaminantes y cómo procesarlo para que llegue a los hogares”.

“También sabemos que nuestros yacimientos actuales están maduros, como en la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde hay yacimientos de muchísimos pozos -más de 2.000- y varios de baja producción; tenemos además el tema de la logística y de cómo hacer de lo más complicado algo sencillo. Eso lo supimos hacer, ahora lo tenemos que aplicar en otro campo”.

“Los actores necesarios son muchos. Todos son importantes y debemos mezclarlos sin importar su capacidad y tamaño para hacer las cosas bien, y no estar taponados, sin poder resolver. Los estados, provincias y municipios son importantes, y las compañías petroleras y las de ingeniería y construcciones; los bancos, sindicatos, empresas de tecnologías, los proveedores en general, logísticas, universidades... todos tenemos que lograr combinarnos, pasar el cuello de botella y salir adelante. Todos son importantes en su justa medida y deben tratar de hacer lo mejor posible aquello en lo que entienden, para lograr el mínimo impacto”.

“En cualquier imagen de un *play* de no convencionales donde se realiza fractura hidráulica, vemos la cantidad de logística que se necesita para cada pozo, para cada *cluster*: la cantidad de agua y arena para cada perforación, los *trailers*, las antorchas... y aunque nosotros no podemos hacer todo, hemos analizado lo que sabemos hacer, y cómo participar en este desarrollo y tratar de mostrar a qué nos podemos dedicar en la búsqueda de este nuevo paradigma; desarrollos e implementación de tecnologías propias y alianzas estratégicas con diferentes tecnólogos para fabricar en el país con destino a provisiones locales en el extranjero: equipamiento para la industria de los hidrocarburos, tanto en el *upstream* como en el *downstream*”.

“En nuestros 30 años de experiencia acumulamos el *know how* de talleres y proveedores locales, de manera de poder lograr el mayor contenido local a todas nuestras provisiones y equipamientos. Tenemos capacidad de producción, bases en la Cuenca Neuquina en el área de no convencionales y experiencia en servicios petroleros. Estamos en la cadena de valor de todo lo que se necesita, desde encontrar el gas o petróleo hasta llegar al oleoducto, gasoducto, casas y generación eléctrica. Y tenemos experiencia regional, no solo en la Argentina sino en toda América latina, conocemos las especificaciones de las compañías petroleras que trabajan en nuestro país y en el exterior”.

“Dicho esto nos planteamos: ¿cuál puede ser nuestro papel en la obtención de los recursos no convencionales? Vimos que podíamos estar en principio en los servicios de *flowback services*, ensayo de pozos, instalaciones en superficie temporarias y permanentes; y optimización de instalaciones con automatización y control inteligente. Parte de estos servicios ya está en ejecución, el equipamiento lo conocemos y empezamos a ver el detalle de cada una



de las instalaciones que forman parte de este set de productos que queremos incrementar para hacer posible este desarrollo”.

“Pensamos acerca del *flowback*, del equipamiento de agua para re-uso como lo requieren las normativas de la provincia. El otro gran tema que ya operamos es el *well-testing*. El equipamiento: líneas de alta tensión, *choke-manifold*, separadores, calentadores, antorchas portátiles, piletas, servicios para movilizarlos, de manera tal que completamos un diagrama que con toda la seguridad y controles pueda testear de manera correspondiente cómo opera el pozo”.

“Un tema importante y del que se ha dicho mucho aquí, es la necesidad de que cada una de las compañías comparta el resultado con las otras en cada pozo. No esperamos lograr tanto, pero sabemos que testear cada pozo es un objetivo importante para cada una porque les va a decir cómo será el sistema de desarrollo de cada *cluster*; por ejemplo, si seguimos con pozos horizontales o verticales; si más de un pozo horizontal en el *player*, todo requiere *well-testing* y por eso tienen que ser confiables”.

“Después de probar el pozo y tratar el agua, en una etapa posterior se deberá tratar con equipos modulares y autónomos, en el caso de que el agua sobrante quiera ser reciclada a los ríos. Tenemos que estar tranquilos porque poseemos los equipos correctos para garantizar que esta agua sea ambientalmente satisfactoria, como deseamos y necesitamos que sea. Es solo cuestión de desarrollarlo e imponerlo”.

“En cuanto a instalaciones de superficie, hablamos de bajar costos, por lo que, ya sea para el tratamiento de crudo, gas y agua, tienen que ser intrínsecamente seguras, para que con capacidades estándar podamos diseñarlas modularmente para mover las instalaciones de un lugar a otro. Porque no siempre se van a diseñar grandes instalaciones fijas, que ya tenemos. Tenemos que ver cómo las transportamos y las hacemos llevar. Nuestra idea es el diseño de equipos modulares para bajar costos. Incluso hasta pequeñas plantas de *toping* para sacar el diesel sin tener que mover las instalaciones de la zona Añelo, ni tener que moverlo de otras refinerías, que es más costoso. Buscamos mantener la calidad, la seguridad, que sea

amigable y correcto ambientalmente, y que los recursos humanos estén capacitados con pasión e inspiración. Que le dé sustentabilidad al modelo”.

“Con quién lo hacemos: tener ingeniería básica y conceptual propias es una necesidad para un desarrollo sustentable de cada modelo. Ingeniería de detalle también. Nuestras bases en Catriel, Neuquén y Rincón de los Sauces son de un apoyo notable; talleres locales con supervisión específica, operadores y técnicos y especialistas, proveedores locales y del exterior, porque lograr en cada paquete tener un 75% de producción local es posible”.



Consultora especializada en Transporte  
de Hidrocarburos por ductos



**TRAINING**  
A R G E N T I N A  
O I L & G A S P I P E L I N E

Administre en forma segura  
y eficiente a sus DUCTOS

OFRECEMOS SERVICIOS DE

- INTEGRIDAD ✓
- OPERACIÓN ✓
- MANTENIMIENTO ✓
- INGENIERÍA ✓
- SISTEMAS INTEGRADOS DE GESTIÓN ✓

MÁS INFO EN  
[www.training-arg.com.ar](http://www.training-arg.com.ar) [info@training-arg.com.ar](mailto:info@training-arg.com.ar)

## Pablo Gatto

Director de Link Chemical S.A.

Describe una experiencia distinta, que resulta de vincular con éxito a la pyme que dirige con universidades y laboratorios de investigación.

“Nuestro punto de vista quizás ofrezca una experiencia diferente, ya que se trata de la asociación entre una pyme y el organismo de promoción de Ciencia y Técnica a través del Conicet y del Departamento de Química Orgánica de la Universidad de Buenos Aires; es decir: llevamos adelante un proyecto entre una empresa y una universidad”.

“Concretamente, nuestro proyecto consistió en un modelo de producto, del desarrollo de un agente de sostén ultraliviano, más conocido como “azul”, una respuesta de tipo sintético a las arenas, un reemplazo de estas arenas. Lo iniciamos en marzo último en la Universidad y tenemos fecha tentativa de finalización en septiembre de 2014”.

“Los objetivos del proyecto fueron, primero, buscar una producción más limpia, alineada con las políticas de impacto ambiental a nivel internacional. Luego, la formación de recursos humanos sobre todo en doctorados y postdoctorados en la Argentina con foco en los desafíos que presentan los no convencionales. Y sobre todo, desarrollar nuevos productos aquí y poder tener patentes locales compartidas entre una universidad y una pyme. Y, por último, poder hacer difusión, en publicaciones y medios especializados con repercusión internacional, de estos desarrollos”.

“El principal *driver* para la sinergia en este proyecto fue la demanda de nuevos productos para el desarrollo de no convencionales; la empresa se dedica a producir químicos funcionales de diversa índole. Luego, la Universidad y el Conicet, a través de síntesis, modificaciones de moléculas y polímeros, nos han acompañado desarrollando nuevos productos funcionales para los sectores de petróleo y otros relacionados. El objetivo de las innovaciones tecnológicas va a dar como resultado final nuevos materiales para la industria del petróleo”.

“Nuestras facilidades son: tanques de almacenamiento, una nave industrial, equipos de laboratorio, y reactores fueron diseñados por nosotros sobre la base de los ya existentes; además, diseñamos el proceso productivo con motorreducción, agitación y la parte de calor, todo delineado



por nosotros, con asistencia de tecnólogos. Además, tenemos equipos nuevos en nuestro laboratorio; la línea de productos son polímeros, inhibidores de corrosión, para ácido, estabilizantes para arcilla, reductores y lubricantes biodegradables para perforación”.

“Lo más destacable ha sido que una pyme tenga acceso a facilidades como el laboratorio o centro de investigación y desarrollo de la UBA/Conicet con doctores, postdoctorandos, becarios y estudiantes avanzados de exactas. De hecho, el proyecto “azul” surgió al firmar en el 2012 un convenio-marco con el Conicet, que nos sirvió de referencia. Luego obtuvimos un crédito a tasas blandas para empresas, y seleccionamos pasantes profesionales y doctores para que participaran. Ese es el camino”.

“Por eso, para concluir quería señalar que en el país se pueden vincular las universidades y las empresas como las pymes. Y se puede con éxito. La nuestra es una experiencia pequeña pero con resultados satisfactorios. Estamos armando un pequeño grupo de gente con foco en estas nuevas tecnologías y con necesidades de mercado concretas”.

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

**VYP**  
CONSULTORES S.A.

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

Oficina

San Martín 793, Piso 2° "B" C1004AA0 Bs. As., Argentina

Teléfono

(54-11) 5352-7777

Fax

(54-11) 5256-6319

website

www.vyp.com.ar

email

info@vyp.com.ar

# ¿LE DIJERON QUE **NO** PRODUCIRÍA ARENA?



Obtenga la ayuda de un experto cuando aparezcan sólidos en la producción. Mejor aún, planifique cómo manejar los problemas de los productos de refinación y arenas en su diseño original. Para obtener asesoramiento sobre sólidos, contáctenos en: [msw@nov.com](mailto:msw@nov.com).

[www.nov.com/GestiónDeLasArenas](http://www.nov.com/GestiónDeLasArenas)



**Tecnologías de Producción de NOV MSW.**  
La calidad en la que ha confiado por años.



Mesa redonda: La exploración de Recursos No Convencionales

# La importancia de una buena caracterización

En esta mesa, moderada por Juan Soldo (YPF), Presidente de la Comisión Organizadora del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG (Conexplor), se puso en relieve la visión de algunas compañías para la exploración de los recursos no convencionales.

## Ricardo Livieres

*Gerente de Operaciones de ExxonMobil Exploration Argentina*

*Destacó la necesidad de comprender la geología del reservorio y de compartir información con las demás compañías.*

“Los desafíos técnicos y operativos que ve nuestra empresa en el desarrollo de los no convencionales en la Argentina son básicamente dos: uno en la parte técnica,

que consiste en entender la complejidad, variabilidad, heterogeneidad de la formación Vaca Muerta para así poder perforar, completar y producir hidrocarburos de forma comercial; el segundo, ya en la parte operativa, es ayudar al desarrollo de la infraestructura de la industria petrolera para poder perforar, producir, transportar y procesar las cantidades significativas de hidrocarburos que podríamos producir”.

“Los problemas que enfrentamos son complejos, por eso quiero comenzar a definir el desafío de manera sencilla. Vemos que los recursos convencionales son aquellos que no requieren de estimulación para la producción comercial. Los no convencionales sí requieren estimulación. Vemos dos tipos de yacimientos no convencionales: los que requieren estimulación térmica, calor, por los hidrocarburos pesados y ultra-pesados como el *shale oil*; y los que requieren estimulación, fracturación, porque se encuentran en rocas de baja permeabilidad, por lo que hay que desarrollarla. De este tipo de hidrocarburos no convencionales hablamos hoy”.

“Permeabilidad es una de las características más importantes, porque determina el movimiento de los fluidos en las rocas porosas. Los problemas de mover significativos volúmenes de hidrocarburos son grandes. Pero así como los desafíos son grandes, grandes son las recompensas que existen en los no convencionales. Si miramos el desarrollo de las reservas en Estados Unidos en los últimos 25 años, estas se cuadruplicaron, de 400 tcf a 2.000 tcf; en el año 2010 la producción de gas estadounidense en no convencionales representa el 59% de la producción”.

### No hay dos *shales* iguales

“Para entender la producción de cada tipo de roca es importante entender la variabilidad de las mismas, y que no existe un *shale gas* que sea semejante a otro. Algunas formaciones de *shale gas* se han depositado en varios ambientes que incluyen plataformas continentales en aguas someras a plataformas en ambientes de aguas profundas, abisales. Nosotros interpretamos la Fm. Vaca Muerta en varios ambientes, la composición mineralógica promedio, y la variabilidad en composición. Tenemos los tres elementos principales: carbonato, sílice y arcilla; el *play* (yacimiento) estadounidense Eagle Ford tiene un contenido muy superior de carbonatos y así se diferencia con otros. Tenemos, además, diferentes parámetros que son importantes en la producción y que varían en porcentaje de materia orgánica, densidad de recursos y presiones, todos muy importantes para desarrollar la formación y tener producciones significativas”.

“Mencioné que en Vaca Muerta las formaciones se han depositado en una variedad de ambientes, y parafrasear la famosa frase científica: las cosas deben ser representadas de la manera más simple posible, pero no simplificada. Vaca Muerta es una formación que consiste en muchas secuencias sedimentarias depositadas hace varios millones de años, en la que los sedimentos se han depositado en ambientes de *top set* (superficiales), *for set* (medios) y *bottom set* (profundos), y cada uno de ellos le ha dado una formación mineralógica diferente. Además, tenemos que considerar que la formación ha sido sometida a presiones diferenciales, a historias de enterramientos diferenciales, a



niveles de maduración diferentes... con lo que el problema es complejo y tenemos que mostrarlo de forma sencilla”.

“Nuestra experiencia en yacimientos no convencionales evidencia que todo *shale gas* muestra variaciones en su producibilidad. En un área la productividad por pozo puede superar los 300 mil barriles de petróleo de la recuperación total por pozo, y al lado tener de menos de 100 mil barriles, y adyacentes, otros de una producibilidad intermedia. Y si bien nosotros vemos que la completación de la perforación tiene un rol en la producibilidad, el papel dominante que regula la producibilidad por pozo es el control geológico de la formación”.

“Un tema muy importante para nuestra compañía, para el desarrollo de los no convencionales, es hacer tests de larga duración, fundamental para predecir la producción y desarrollar facilidades de acuerdo a la recuperación por pozo que se tenga”.

“Quiero compartir también los desafíos operativos que tuvo la industria americana con los desarrollos de los no convencionales, porque creo que son aplicables a la Argentina. Por ejemplo, el desarrollo de la producción de la ‘madre’ de todos los *shales gas*, el *play Barnett*, de Texas, duró más de veinte años y se necesitó desarrollar y aplicar nuevas tecnologías como fracturas masivas, pozos horizontales, etcétera. Una vez que se entendió que funcionaba, se vio que la productividad se incrementaba rápidamente en un período de 10 años, con producción de 5.000 millones de pies cúbicos de gas, que son equivalentes a 800 mil barriles de petróleo. Vemos otras cuencas, que usando el conocimiento de Barnett pudieron hacerlo mejor”.

“Otro punto importante son los costos: cuando se perforan pocos pozos, menos de 25, los costos iniciales son altos, de casi 14 millones de dólares por pozo. Una vez que se han perforado más de 750 pozos, se nota una curva de aprendizaje y los costos bajan a más del 40% por pozo. A pesar de

que bajan estos costos, se perfora mucha mayor longitud de pozo, con un incremento del 15%, y disminuye la duración de construcción de los pozos, de 30 a 12 días”.

“Consultado acerca de los intereses actuales de la compañía en Vaca Muerta, y cuáles son los desafíos y cómo nos preparamos para encararlos, la compañía está hace varios años activa en el país, primero con socios comenzamos nuestras labores en los bloques de La Invernada y Bajo del Choique; en este último estamos perforando ahora; es un pozo vertical que será seguido por uno horizontal de 1.000 metros aproximadamente, en el que haremos 10 fracturas. Los desafíos operativos son entender la complejidad de Vaca Muerta: todos recalcamos eso, hay diferentes zonas y secuencias y variación mineralógica, nada es representativo (en cuanto a zonas)”.

“Tenemos que entender la composición de los sedimentos para determinar dónde y cómo perforar, fracturar y completar. Nos va a tomar varios años. Vamos a probar diferentes tipos de perforaciones y fracturas y en diferentes ambientes en términos de madurez, pozos en zona de petróleo y de *wet gas* y de *dry gas*”.

“Concluyendo, desde el punto de vista operativo, tenemos que ayudar y trabajar y desarrollar la industria petrolera de tal manera que tengamos los equipos, la gente y los servicios para poder producir hidrocarburos de forma comercial. Esta tarea titánica no puede ser encarada por una sola compañía: solo se desarrolla allí donde las compañías comparten información y donde tienen un marco legal adecuado”.

## Rubén González

Gerente de Proyectos No Convencionales para Chevron Argentina

Se refirió a las dificultades que debieron sortear para el desarrollo de los proyectos de shale.

“Basándonos en el especialista en *shale* de Chevron en Estados Unidos, Michael Clark, los desafíos y dificultades son la existencia de áreas diversas sin certezas sobre productividad y potencial, y también la degradación de esos *sweet spots*; el tema de los márgenes son más difusos, la falta de historia de producción que lo sustente, la falta de proyectos piloto, lo mismo que el análisis que se hace con análogos, que a veces son útiles y otras no tanto”.

“Además, el hecho de que la industria ha generado estándares rigurosos para ensayos y tests para convencionales; pero los no convencionales desarrollan nuevos tipos de tests que desafían el concepto mismo de lo que estamos midiendo. También hay que repensar los mecanismos de producción, la dificultad de contar con modelos sólidos. Por último, tenemos el desafío de las estimulaciones y las fracturaciones, el concepto del volumen conectado...”.

“En un típico proyecto de *upstream*, vemos el desarrollo de las etapas de exploración, seguido por el *appraisal* y el piloto, luego el desarrollo y luego la operación y mantenimiento... Cuando iniciamos nuestro proyecto para Vaca Muerta, tomamos distinta información y experiencia de nuestra compañía: para la etapa exploratoria el objetivo

fue la confirmación de los recursos, y luego para *appraisal* y el piloto fue la comprensión del reservorio y el diseño de completación. En particular, definimos los *exit points*, en qué casos al no ser exitosos es momento de detenerse, salir o volver a revisarlo”.

“Para la etapa exploratoria el objetivo era reducir la incertidumbre acerca del contenido orgánico, el tipo de fluido y la potencialidad de ser estimulado. ¿En qué casos no íbamos a seguir adelante? ¿Cuando no tuviéramos un adecuado contenido orgánico en el bloque, o el nivel de madurez no fuera suficiente, o la calidad del reservorio fuera muy pobre, o plástica?”

“En el caso de los *appraisal*, para definir la estrategia para diseño del piloto, el *exit point* sería no poder obtener perforaciones o estimulaciones satisfactorias. Y en el piloto, el objetivo sería definir un *pattern*, tener un modelo de heterogeneidad u homogeneidad. El *exit point* en este caso sería el no tener producciones sostenidas en el tiempo, el tema de tener ensayos prolongados para tener más certezas. Es obvio que de salirse en una etapa más avanzada, el costo sería más grande; por eso, teníamos que definir cuándo detenernos”.

“Se discutió cuántos pozos son necesarios (exploratorios y *appraisal*) para tener un conocimiento firme y tomar decisiones adecuadas; a lo largo del tiempo sería el incremento en la confiabilidad y la certeza que tenemos. Tenemos dos casos de ejemplo posteriores a un descubrimiento: durante la etapa de *appraisal*, una posibilidad sería no invertir demasiado, con el riesgo de que a lo largo del tiempo tendremos una performance no adecuada; y en la otra alternativa, invertir mucho más, hacer más pozos pero si al terminar vemos que se está por debajo del límite económico, debería detenerse el proyecto”.

“Otro comentario que me parece pertinente es tener las etapas de planeación y ejecución, todo puesto en serie. Uno debería pasar a la etapa siguiente sin tener lo otro,





pero como los tiempos eran largos, hubo que decidir qué hacer, y entonces trabajamos en paralelo, con el riesgo que ello implica”.

“Cuando comenzamos con el proyecto en la Argentina, queríamos saber cómo estábamos en el portfollio de Chevron en el mundo. Nos encontramos con que, de los proyectos no convencionales, había algunos que correspondían a una etapa incipiente y otros de madurez más avanzada, y en cuencas con mucha información. Está el caso de Europa, en Polonia, con pocos pozos y pocos datos de perfiles, pero de todas maneras están en un estadio muy temprano. Por otro lado, teníamos Heinsville, con historias de producción más extendidas, más de 1.000 pozos perforados, y por lo tanto, una mayor madurez. Y un caso intermedio, Canadá; nosotros evaluamos que en Vaca Muerta estábamos en una posición intermedia entre Europa y Canadá”.

“Comparar fue importante no solo para la referencia, sino también para definir las estrategias, que son diferentes en cada caso. En una cuenca madura como Heinsville, uno va a perforar pozos baratos, ponerlos en ensayo rápidamente, y podrá comparar con los resultados de una estadística que ya existe. En cambio, en una Formación inmadura como Vaca Muerta, la estrategia es adquirir mucha información, con más detalle, y la aproximación será distinta”.

“Por último, describiré el ejemplo de un caso imaginario que utilizamos para comunicar al *management*. El desafío es la heterogeneidad en la performance de los pozos, y la representatividad de la información que adquirimos y cómo manejarla con cuidado”.

“Hay que ser prudentes con el valor del dato del pozo individual, el exploratorio, en cuanto a un punto de control del que nos basemos para seguir adelante, y cuánto más representativo sea, tener un piloto de tres o cuatro pozos por lo menos que nos permita manejarnos con valores promedios, y ser más representativos de lo que es el reservorio en toda el área”.

“Consultado acerca de con qué longitud de fractura se tuvieron las mayores producciones y con qué tipo de diseño, eso es demasiado específico, pero las simulaciones que tenemos son de alrededor de 150 metros. Respecto del diseño, tenemos un par de pozos completados. Hicimos seis etapas de fracturas y en el segundo caso solo se completó la etapa inferior. El primero tuvo resultados anómalos, con presencia de agua y dióxido de carbono que interfirieron en los resultados. Para evitar eso, el segundo pozo se completó en la mitad inferior. En realidad, el segundo pozo para el intervalo producido estuvo dentro de los valores resultados promedio”.

## Sebastián Galeazzi

Gerente de Exploración en Total Austral S.A.

*Habló del potencial histórico posible y de la heterogeneidad geológica presente en Vaca Muerta, la cual requiere de un esfuerzo de comprensión para asegurar el éxito.*

“Consideramos que Vaca Muerta es una formación no convencional de tipo continua, pero no de tipo homogé-



nea. Por eso, quiero hablarles de algunas observaciones que hicimos sobre la base de nuestro esfuerzo exploratorio, unos 17 pozos en 2013, que tienen que ver con la heterogeneidad, tanto estática como dinámica, y cómo influye en la productividad de este reservorio. Creemos que la comprensión de esto es clave para el éxito de los estudios”.

“Nuestros bloques están mayormente en la zona central de la formación al norte y al oeste de Añelo. En el subsuelo tenemos bloques desde la ventana de petróleo con valores de reflectancia de vitrinita desde 05 al este a 2 al oeste, si barremos el espectro de fluidos producibles de la formación desde petróleo a gas seco. Teniendo esta disposición geográfica, nuestro esfuerzo fueron 17 pozos, con el objetivo de calibrar fluidos, determinar calidad de reservorio y obtener datos de productividad en pozos verticales y horizontales”.

“Nuestras facies de Vaca Muerta corresponden a las facies distales de *bottom set* de estas secuencias. Y lo que vemos es que desde el punto de vista de edad y posición paleogeográfica, dependiendo de dónde estemos ubicados, vamos a tener distintas rocas con potencial *shale*. Por eso, nuestro objetivo fue tomar muestras (tenemos cerca de 800 metros de coronas tomadas en distintas posiciones de la cuenca); en ellas se puede ver que tenemos una estrategia de muestreo de nuestra roca porque estamos esperando una variabilidad en cuanto a las propiedades estáticas, sobre todo que podemos determinar con estudios de corona”.

“En lo que hace a la geoquímica, el modelo sedimentario es relativamente simple desde el punto de vista de arquitectura. Las facies con alto contenido de toc en materia orgánica son las marinas distales, profundas, depositadas en condiciones de aguas anóxicas durante la diagénesis temprana”.

“A medida que nos movemos hacia pozos de mayor madurez, se incrementa el contenido de isótopo de Carbo-

| FLEXIBILIDAD | RESPALDO | EXPERIENCIA

[www.edvsa.com](http://www.edvsa.com)



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

◀ NEUQUÉN  
◀ COMODORO RIVADAVIA

◀ SAN JUAN  
◀ RÍO GALLEGOS

◀ LAS HERAS  
◀ RÍO GRANDE

 **EDVSA**  
ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.



no 13. Llega un punto de *rollover* en el que se completa el *crackeo* secundario y tenemos una rápida depletación del Carbono 13. Lo consideramos importante porque entre otras variables geoquímicas, una de las observaciones que se hicieron en Barnett, Estados Unidos, es que la productividad de los pozos de gas varía considerablemente en función del contenido de Carbono 13, y deberíamos tener la evolución histórica de la producción en pozos de gas, pero ya estamos preparando nuestro conocimiento”.

“Al mismo tiempo creemos que cuando nos movemos paleogeográficamente vamos a encontrar variaciones en las propiedades geoquímicas de la roca madre”.

“Y vale destacar el uso de la escala nano del poro: si tomamos un ejemplo de porosidad en un reservorio convencional de Springhill (yacimiento *offshore* de la Cuenca Austral) y una foto de lámina delgada de una lutita de Vaca Muerta, comparando notaremos que en esa foto no vemos los poros, por lo que tenemos que hacer estudios con microscopio electrónico barrido y procesamiento especial de pulido, hasta poder ver la porosidad dentro de nuestra roca”.

“Otro tema es el efecto del control del grano estructural de la formación Vaca Muerta en la propagación de la estimulación: en la zona de engolfamiento y en buena parte de los bloques de la empresa, tenemos una variabilidad de estilos estructurales. Entonces, al este con trenes de fallas extensionales en rojo tenemos sistemas trastensionales de estructuras en flor que se representan en Vaca Muerta como trenes de fallas extensionales que cubren una buena parte de esta provincia. Hacia el oeste tenemos unos trenes de fallas compresionales, normalmente despegadas en Aiquilco, que afectan en Vaca Muerta con orientación norte-sur, y a su vez fallas de aspecto muy lineal como las que ven los bloques al sudoeste de desplazamiento de rumbo. Lo importante es que nuestra observación es que esto va a

controlar el desarrollo y la propagación de la estimulación en nuestros pozos”.

“También es importante tener en cuenta las observaciones que obtuvimos en Microsísmica. La hicimos en un pozo vertical, y luego también en uno horizontal norte-sur en el que hicimos un pozo de drenaje cercano (a los 600 metros) y cinco fracturaciones. En ese pozo hicimos microsísmica de superficie y de pozo”.

“Vemos que en el primer caso, la propagación de las fracturas en el pozo vertical, en el sur fue en la dirección del esfuerzo máximo hasta que tocó un elemento estructural que captó la actividad de estimulación en dos de las fracturas del pozo. En el caso del pozo horizontal pasó algo parecido; la primera etapa de estimulación está ubicada en el fondo del pozo y esta etapa también se propagó en sentido norte hasta que interceptó un elemento estructural que ya habíamos reconocido en el pozo anterior y que se observa en la sísmica. Lo mismo pasó en las otras etapas, por lo que tienden a propagarse en dirección del esfuerzo máximo en que llegan a un elemento estructural; dentro de la nube de eventos vemos orientaciones asociadas al grano estructural de nuestra formación; por eso, es clave la caracterización de este grano”.

“En fin, comprender la heterogeneidad y el grano estructural de la formación es clave para predecir la geometría de nuestro volumen de roca estimulada”.

“En cuanto a los efectos que estimamos que va a tener la producción de pozos de Vaca Muerta, tenemos un gráfico realizado con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, y vemos gran variedad de pozos, algunos horizontales, otros verticales, todos distintos entre sí. A pesar de que existe variabilidad, hay muchos pozos bajos en producción. El nuestro tiene un año de producción de petróleo, y el reto es poder lograr ubicarnos en el tercio superior de esa nube. En el caso de pozos de gas, es la comparación de un

año de producción de uno de nuestros pozos con un pozo del *play* de Heinsville, que es el promedio, y comparando con los de Louisiana y Texas (Estados Unidos), vemos que estamos bien ubicados”.

“Para resumir, la empresa llevó a cabo un programa exploratorio avanzado y llegó a unos 17 pozos de exploración y apreciación a finales de 2013. Creemos que hay un megapotencial histórico posible; también creemos que la heterogeneidad geológica a distintas escalas requiere de un esfuerzo de comprensión para asegurar el éxito y por eso hay que estudiarlo”.

“Los dispositivos de escucha de microsísmica que hemos realizado se hacen justamente para tratar de entender el 3D, la geometría de la zona simulada; las utilidades son muchas. La presencia de un evento no quiere decir que ese punto esté conectado al pozo, después hay que cotejar con los datos dinámicos y tratar de tener una idea global de cómo está funcionando el reservorio que lo estamos creando nosotros. Desde el primer momento, la empresa consideró importante tratar de visualizar eso y se colocaron dispositivos de superficie y pozo; tenemos 30.000 geófonos en superficie, lo cual es un esfuerzo significativo”.

“Creemos que la buena explotación de estos recursos requerirá de excelencia técnica y en este momento estamos empezando nuestro primer piloto de producción de gas”.

## Carlos Colo

Gerente Ejecutivo de Exploración de YPF S.A.

*Sintetizó los grandes hitos del descubrimiento, aportes y análisis realizados por su empresa a la Geología hasta llegar al concepto actual de no convencionales en Vaca Muerta.*

“Hablaré del aporte que ha hecho YPF a la exploración del *shale* y un racconto histórico sobre cómo evolucionó el concepto hasta la actualidad”.

“Primero, diremos que aunque ahora se habla mucho de Vaca Muerta, se conocía su existencia desde hace tiempo. El geólogo alemán Anselmo Windhausen, nacido en el año 1882, que desarrolló su actividad desde la universidad de Córdoba, ya describe esta uni-

dad como “los estratos del titoniano del Río Salado”.

“Trabajos siguientes hicieron descripciones del intervalo de Vaca Muerta, a la que iban definiendo como una unidad estratigráfica, y finalmente el geólogo italiano Enrico Fossa Mancini, que YPF contrató para la exploración en Argentina, aceptó utilizar esta terminología, y así se la conoce actualmente”.

“El estudio del subsuelo y de Vaca Muerta asociado a Quintuco realmente es interesante en el desarrollo del conocimiento y pensamiento que llevó a los geólogos de YPF a interpretar esta unidad formacional. Uno de estos trabajos relevantes fue el que Robert M. Mitchum Jr. y Miguel A. Uliana realizaron en 1982 para YPF (N. de la R:



**df**

**EJECUCIÓN DE GRANDES PROYECTOS "LLAVE EN MANO"**  
**ENERGÍA - MINERÍA - MATERIAL HANDLING - OIL & GAS**

Con más de 150 años de experiencia **df** es hoy un referente internacional en la ejecución integral de grandes proyectos Llave en Mano para instalaciones Energéticas, Industriales y de Oil & Gas, abarcando disciplinas y especialidades que van desde la Ingeniería, Montaje, Puesta en Marcha, Operación y Mantenimiento hasta la fabricación de Grandes Equipos Industriales.

*Powered by experience*

**df**

Lola Mora 421, Torre I, Oficina 701, Madero Harbour - Puerto Madero, C.A.B.A. - CP 11070DÁ, Buenos Aires, Argentina  
Tel: (54 11) 5245 8366 / 67 / 68 / 69 - E-mail: dfargentina@durofelguera.com - Página Web: www.durofelguera.com



Mitchum, R.M. & Uliana, M.A. 1982. “Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina”, 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484. Buenos Aires), en el que introdujeron los conceptos de estratigrafía que hoy usamos. Y no olvidemos la información que antes se tenía, con sísmica 2D y con mucho trabajo de superficie”.

“En la evolución exploratoria, se trataba de un contexto en el que se buscaban trampas estructurales; por eso, el concepto de “roca madre” todavía no formaba parte de esas ideas exploratorias. En los ‘70s y ‘80s, YPF perforó los primeros prospectos en los que se atravesaron las unidades formacionales, y se vio evidencia de hidrocarburos. Esto queda reflejado en algunos datos de testigos coronas, en los que se vio que el aporte de Vaca Muerta en algunos de estos pozos ya resultaba interesante. Un caso de referencia es el pozo de Bajada del Palo, que tiene una acumulada importante hasta el día de hoy”.

### “Roca madre”

“En el concepto de “roca madre” ya se comienzan a desarrollar trabajos que se orientan a mostrar a Vaca Muerta como generadora de hidrocarburos y son los trabajos de

(Simon) Kelley, luego cuando se comienzan con los análisis de la Metodología de Lopatin, y a partir de los ‘90s aparecen los modelos de cuenca y sistema petrolero. Las conclusiones que se obtienen a partir de esos estudios es que el petróleo remanente, el *due to find*, era alentador. Entonces, se dio un paso siguiente y fue cuando comenzaron a perseguirse objetivos exploratorios o de prospección en relación a Quintuco y Vaca Muerta. Queda reflejado en dos simposios de los años 1998 y 1999, en que los geólogos de YPF contribuyeron en el conocimiento y se plantearon prospectos a explorar con este concepto”.

“Entonces, la evolución fue desde las trampas estructurales hasta los modelos de sistemas petroleros, con distintas tecnologías, hacia ideas más complejas donde se intentó prospectar Vaca Muerta, donde se consideraba que la roca podía estar fracturada”.

“Y es interesante cómo hemos pasado de los conceptos de grandes trampas a los reservorios no convencionales, cuando en 2008 comienza el desarrollo masivo del relacionado al *shale*, lo cual se materializa en 2009 cuando YPF perfora su primer pozo *shale*. Esto ha generado que la *cream core* que teníamos para la cuenca neuquina para los últimos 40 o 30 años había encontrado un *plató*, vimos que comenzaba a crecer. La evolución de la exploración de Vaca Muerta nos llevó del área *core* y comenzamos con nuestra actividad firme en el 2010 y el 2011 en Loma La Lata; luego continuamos hacia el norte con pozos exploratorios, con la finalidad de la toma de datos y delinear información primaria de las áreas con gas, gas húmedo e hidrocarburo líquido. El año pasado nos concentramos en estudiar lo que consideramos que es la parte rica en gas seco, y ahí desarrollamos las últimas actividades”.

“Hoy en YPF tenemos 50 pozos exploratorios y hemos definido un mapa donde logramos delinear estas áreas de hidrocarburos. Con la información adquirida logramos comparar esta Vaca Muerta con los campos de referencia de Estados Unidos, y nos encontramos con que el nuestro era un *play* de alta calidad a nivel mundial”.

“Es decir, con la actividad desarrollada en 2009 adquirimos un conocimiento y con su avance, definimos las áreas. Al día de hoy, YPF ya ha realizado un trabajo relevante con la información del subsuelo, análisis de perfiles, *cuttings*, coronas y fluidos; y logramos caracterizar a Vaca Muerta desde la petrofísica, la geoquímica, la presión poral, de fluidos, y la mineralogía, como ya se expuso aquí”.

“La verdad es que hoy Vaca Muerta es una realidad desde aquellas ideas originales de prospección de exploración hasta los 9.000 barriles de producción que hoy tiene la empresa en la Cuenca Neuquina. Existen otras cuencas en Argentina en las que potencialmente las rocas del estilo de Vaca Muerta tienen interés prospectivo. De hecho, ya comenzamos en la Cuenca del Golfo de San Jorge, la Formación D-129, y los resultados son alentadores”.

“Vale decir que tenemos un plan estratégico relacionado con la exploración no convencional: en Cuenca Neuquina tenemos Vaca Muerta, Los Molles, Las Lajas y Cajón del Agrio. Tenemos Cacheuta y Potrerillos en la Cuenca Cuyana. Y D-129 y Neocomiano para la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde hoy YPF opera”.

“Para los próximos cinco años el plan de la empresa contempla perforar 50 pozos anuales, es decir un total de 250”. ■



# LUPATECH ESFEROMATIC

El primer pozo de **Shale Gas** en Argentina produce con  
**Válvulas de Control Esferomatic...**



## Válvula de Control V1

Esferomatic fabrica, bajo licencia desde 1991, las Válvulas de Control Foxboro, siendo el único fabricante en el mundo.

Las válvulas de control V1S y V1C tienen certificación ISO 9001 de Det Norske Veritas.

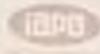


Planta Industrial, Administración y Ventas: Gran Canaria 3010, Esquina Laprida - (B1878EEJ) Quilmes Bs. As. Argentina  
Tel.:(54-11) 4278-3000 (Líneas rotativas) / Fax: (54-11) 4278-2317/2894 / E-mail: [esferomatic@lupatech.com](mailto:esferomatic@lupatech.com)

[www.esferomatic.com.ar](http://www.esferomatic.com.ar) / [www.lupatech.com](http://www.lupatech.com)

# fiH FORO DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

## Recursos No Convencionales: Un nuevo Horizonte Energético



7 al 10 de octubre de 2013  
La Rural - Buenos Aires - Argentina



## Mesa redonda: Desafíos para el desarrollo de los Recursos No Convencionales

# Atravesar los obstáculos

En este debate, moderado por el Dr. Mario Schiuma (geólogo Advisor de la Dirección Técnica de Exploración de YPF), se apunta al corazón del proyecto no convencional: alcanzar el desarrollo económico. ¿La receta? Incrementar la productividad, bajar los costos, optimizar la información e identificar los *sweet spots*.

### Juan Garoby

Director de Recursos No Convencionales, YPF

*Repasó las etapas cumplidas por su empresa en el desarrollo de shale gas y shale oil.*

“Hablaré de los desafíos que encontramos en YPF al comenzar a desarrollar los reservorios no convencionales, hace un par de años ya, con los desafíos del día a día en la operación, y en que todos los días aparecen nuevos obstáculos que vamos sorteando.

“Quería empezar presentando algunos de los resultados de lo hecho. En los primeros seis meses del 2012, YPF invirtió 168 millones de dólares en el desarrollo del no convencional, casi triplicó esa inversión en los primeros seis meses de 2013; quintuplicamos la cantidad de equipos. Hoy estamos con 19 equipos. De 15 pozos en producción en abril de 2012, hoy tenemos 111 pozos en producción, y entre 20 y 25 en terminación. Van más de 100 pozos perforados y 13.000bep. También vemos una evolución positiva en la productividad de los pozos; en 2012 hubo una evolución positiva mínima y en 2013 empezamos a ver algo que se asemeja bastante a lo que esperamos, positivo, que

acumularía 6.000 barriles por pozo en un año y que es un 20% más de producción por pozo”.

“En cuanto a costos de perforación vamos aprendiendo. El hecho de tener una veintena de equipos de perforación nos da la posibilidad de acelerar la curva de aprendizaje y tomar ventaja de las economías de escalas. De un promedio de costo de 11 millones de dólares por pozo en 2011, pasamos a 10 en 2012, y hoy estamos cerca de los ocho millones por pozo; y la estimación es que vamos a seguir bajando. Estos son datos reales al cierre de agosto de 2012”.

“Esta reducción se debe a una serie de factores de economía de escala. Hemos trabajado fuerte en alinear los contratos para eficiencia, y el rendimiento fue muy bueno. En la etapa de completación también la compra masiva de arena y proveedores nuevos hizo que se redujera el costo del agente de sostén; y en la perforación mejoramos mucho, recorrimos una curva de aprendizaje bastante rápida y la incorporación de nuevas tecnologías nos permitió los tiempos de perforación. Estamos en promedio en ocho millones de dólares por pozo, de los cuales cuatro millones son para la perforación, tres millones para la terminación y el restante, entre instalaciones y locación”.

“De los desafíos que vemos, el más importante es alcanzar un desarrollo económico. Para eso es necesario incrementar la productividad y bajar los costos de construcción de pozos. Para mejorar la productividad, debemos conseguir más información y mejorar el conocimiento del subsuelo, completar un flujo de trabajo para desarrollar un modelo geomecánico 3D que nos permita identificar mejor los *sweet spots* y optimizar las completaciones de los pozos. Esto es crítico, y para eso es crítico también adquirir perfiles, coronas, ensayos de pozos, información del subsuelo que alimenta el modelo y lo mejora día a día”.

“También es necesario mejorar en el costo de pozo, incorporar nuevas tecnologías, actualizar los equipos existentes. Hoy estamos trabajando con los equipos que había en el país, pero es necesario renovar la flota y en eso estamos trabajando, que sean *fit for porpouse*, diseñados para esta actividad”.

“Y también ampliar la capacidad de servicios. Hoy hemos colapsado la industria de servicios, con el incremento de la actividad no solo en no convencionales sino en el resto. En pozos convencionales, YPF pasó de 20 equipos de perforación a cerca de 65 y saturó la industria de servicios; cada paso que damos encontramos un cuello de botella nuevo, y cuando conseguimos solucionarlo hallamos otro. Por otro lado, hay un mensaje para las compañías de servicio, para que vean la oportunidad de invertir porque la demanda está”.

“Otro tema crítico, no solo en la Argentina, es acordar la metodología para la incorporación de reservas en el no convencional. Los métodos declinatorios tradicionales no aplican en estos desarrollos, y es necesario combinar estos métodos declinatorios con otros que consideren la evolución de presiones. Sobre todo en reservorios sobre presionados como Vaca Muerta, donde estamos ensayando los pozos, y estamos produciendo a través de orificios y restringiendo el caudal y manejando la declinación de la presión”.

“Necesitamos diseñar un desarrollo sustentable. Se debe minimizar el impacto ambiental. El desarrollo del *shale* es masivo y va a requerir muchos pozos”.

“Necesitamos optimizar la logística del agua y de la arena. Hoy movemos camiones con agua y arena, estamos trabajando y estamos a mitad de camino en el desarrollo de una red de distribución de agua en Loma Campana para hacer llegar el agua a las locaciones a través de ductos”.

“También es importante optimizar el transporte del agente de sostén. Hoy movemos todo en *big bags* y camiones; estamos trabajando en el desarrollo de una vía para transportar arena a granel, almacenarla en silos y transportarla dentro del yacimiento en camiones *bulks* para no manipular bolsas”.

“También es crítico el tratamiento y reutilización del agua de *flowback*. Entiendo que cuando se hace un pozo o dos no es factible, pero en desarrollos masivos prácticamente nos da la posibilidad de capturar el agua y volverla a inyectar en el siguiente pozo; hoy estamos haciendo eso, y trayendo equipos con técnicas de electrocoagulación para bajar el contenido de sólidos al agua”.

“Es necesario considerar el impacto social. Hay un impacto grande en el área donde se desarrolla el *shale*, cambia sensiblemente el movimiento en esa zona, y para ello encaramos impactos, ya no hablamos de estudios de impacto ambiental por locación, sino que encaramos un estudio de impacto ambiental y social para cada desarrollo. Es necesario un foco en la salud y en la seguridad”.

“Es importante incentivar la participación de otros jugadores. Pensamos que si bien YPF tomó el liderazgo, es conveniente que se vayan sumando otras compañías y que empiecen a haber otros jugadores”.

“En el día a día nos encontramos con problemas de todo tipo; de alguna manera colapsamos la industria de servicios. Estamos utilizando todos los equipos disponibles y eso de vez en cuando nos pone un freno; prevenimos temas de seguridad, accidentes vehiculares, un desarrollo que además de la perforación necesita evacuar el crudo y



el gas, estamos tendiendo kilómetros de ductos, y por otro lado interactuando con las comunidades originarias en el día a día y esto también supone un reto y un desafío”.

“Pero eso no nos frena. En lo que va del año con 143 empleados de YPF y los contratistas se llevan trabajadas 3.785.000 hs/hombre. Tenemos 19 equipos de perforación, 8 de *workover* y dos *bundles* de fractura; cada *bundle* consta de 22.000 hhp, un equipo de *overline* y un *coiled tubing*. Llevamos hechas 318 etapas de fracturas; 66 pozos fracturados y 86 perforados, lo que equivale a 224 km de pozos perforados. Transportamos 313.200 m<sup>3</sup> de agua -equivale a 9.000 viajes de camiones-, 69.000 toneladas de arena, 2.500 viajes de camiones, y llevamos recorridos, entre YPF y contratistas, casi 13 millones de km en ruta”.

“Hay un desafío adicional que es el de encarar operaciones simultáneas. No podemos esperar que los pozos se perforen, se terminen, para recién entrar a fracturarlos. En una misma locación hoy estamos haciendo entre 4 y 6 pozos y aspiramos a llegar a 10 por locación, pero en este caso pueden ver que tenemos un equipo perforando, otro haciendo testing y otro fracturando; todo en la misma locación. Esto lleva un trabajo muy fuerte desde el punto de vista de la seguridad, el análisis de riesgo para operaciones simultáneas no es sencillo y los resultados son muy buenos; cuando todos juntos, con los contratistas, buscamos el objetivo de la seguridad, nos va muy bien”.

“Finalmente, quería referirme a los mitos y realidades del no convencional. Se habla mucho y en muchos casos de forma infundada sobre los riesgos que trae aparejados, como que la estimulación hidráulica pone en riesgo las napas de agua. La gente que está involucrada en el desarrollo de campos sabe que no es así; en Vaca Muerta las capas que fracturamos están entre 2.500 m y 3.000 m de profundidad, con lo cual es imposible que haya comunicación con las napas y acuíferos. Y como cualquier pozo que se perfora en cualquier parte del mundo, los acuíferos se aíslan con cañerías”.

“La estimulación hidráulica compromete el abastecimiento de agua: no es así. En el caso particular de Neuquén, en el estudio que se hizo para el pico de actividad, estaríamos utilizando el 0.1% del caudal de los ríos de la provincia frente al 5% que se usa para el riego y consumo humano, y aun así el 95% restante termina desaguando en el mar”.

“Sobre el que se utilizan cientos de químicos peligrosos: no es así. En la Argentina, como en otras partes del mundo, los aditivos químicos que se utilizan son analizados y se usan en bajas concentraciones y son químicos que pueden ser utilizados en cualquier otra industria e incluso para el consumo humano en helados, bebidas, higiene... son los mismos”.

“En cuanto tener la mano de obra necesaria, YPF está permanentemente incorporando nuevos profesionales. Tenemos tres escuelas, que se van repitiendo para ingenieros de perforación, geólogos e ingenieros de reservorios; por cada una que hacemos hay unos 30 graduados y cuando una termina, empieza otra en ciclo continuo”.

“Consultado acerca de por qué YPF está desarrollando en su mayoría pozos verticales y no horizontales, vale aclarar que la gran diferencia de Vaca Muerta con cualquier *play* no convencional de Estados Unidos u otra parte del mundo es que el espesor es muy superior: entre 250 y 300 metros de espesor, no hace necesario horizontalizarlos, lo cual además es mucho más caro. Y esto es inédito, y nos plantea un interrogante más sobre cómo desarrollarlo; estamos aprendiendo, deberíamos pensar si todo el horizonte es productivo y la verdad, no vemos un horizonte que sea mejor que otros, todos producen parejo”.

“Además, se han hecho algunos pozos horizontales -no muchos, seis o siete de los más de 100 verticales- y los resultados no han sido muy buenos. Con el desarrollo de este año buscamos aprender, para ya encarar 2014 de otra manera mirando de combinar verticales y horizontales; planeamos un 10% de pozos horizontales y en función de eso iremos incrementando eventualmente”.

“En resumen, la Argentina puede repetir la revolución energética del no convencional que se inició en Estados Unidos. Entendemos que Vaca Muerta es un reservorio probado de clase mundial y que puede ser desarrollado masivamente. Además, el país tiene otros *plays* de no convencionales que estamos explorando. El diseño de tecnología, el modelo de simulación de reservorios y la evolución de la logística permitirán reducir significativamente los costos. Esto lo vemos día a día, y es algo que advertimos una progresiva mejora en productividad y costos. Los resultados son alentadores”.

“La industria argentina está capacitada para liderar el

## LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



IPH SAICF

[www.iph.com.ar](http://www.iph.com.ar)



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

rdv@funcional.com



**Línea  
INFINIT**  
Modelo  
**LANDER**



Brown



Grey



Beige



Black

[WWW.FUNCIONALWEB.COM](http://WWW.FUNCIONALWEB.COM)



**FUNCIONAL**  
CALZADO DE SEGURIDAD

desarrollo de no convencionales de petróleo y gas. Es verdad. Más allá de la actualización y la necesidad de incrementar la capacidad de la industria, la industria de servicios de Argentina tiene una historia de más de 60 años que nos ayuda en el desarrollo no convencional”.

“Están dadas las condiciones para invertir, desarrollar los hidrocarburos no convencionales y aportar como industria al crecimiento del país. También creemos que sí. De a poco vamos viendo que hay otras empresas que se van sumando, más allá de los acuerdos que pudimos firmar en los últimos meses. Vemos un interés de otras empresas y que se deben a que las condiciones van mejorando”.

## Víctor Linari

*Geosciences Advisor, Americas Petrogas*

*Se refirió a la importancia de la labor geocientífica en el desarrollo no convencional.*

“Un aspecto del que se habla menos en el desarrollo de *shale* está relacionado con las geociencias. Y de los desafíos que representa. ¿Qué hay en la Geociencia en particular, y dónde estamos parados desde el punto del desarrollo no convencional en el país?”

“Para desarrollar el *shale*, antes tenemos que conocer las características del *play* con el que estamos tratando”.

“Hoy hablamos de algo más de 150 pozos reportados y completados. No hay un libro donde se encuentre una tabla con los pozos perforados; para eso hay que hacer un *scouting*. La mayoría fueron dirigidos a Vaca Muerta; muchos de exploración, otros de delineación, algunos de



desarrollo...y la mayoría de la actividad está en la zona del Engolfamiento Neuquino, mientras que hay una pobre cobertura en otros sectores de la cuenca; pozos aislados, pero todos en la zona con mayores espesores”.

“Una de las cosas que sugerimos hacer es una caracterización del *shale*, definir todas las características desde el punto de vista geológico, geofísico e inclusive ingenieril. Analizar las características que lo describen y lo diferencian de otros *shale*, y que van a influir en las decisiones que tomemos, en los pozos que hagamos, y van a orientar el posterior desarrollo”.

“Según los datos que vienen de Estados Unidos y Canadá, para el *shale* se necesitan tres cosas: materia orgánica, suficiente rigidez de la roca para que pueda ser perforada y suficiente presión. Ya hemos visto que se necesitan más cosas: porosidad adecuada, permeabilidad adecuada, cómo funciona la arena para fracturar en relación a la formación... muchos detalles del ámbito de las Geociencias, y para eso, además de hacer perfiles, sísmicas y lo habitual de un proyecto convencional, se realizan muchos estudios mineralógicos, especialmente sobre las coronas con rayos X. Y mucha Geoquímica para conocer el hidrocarburo libre, su potencial, su contenido orgánico, las temperaturas máximas; la propiedades petrofísicas para conocer la porosidad, permeabilidad, saturaciones”.

“Analizamos asimismo las propiedades geomecánicas, conocer los esfuerzos, los módulos y cómo reacciona el *proppant* en la formación; si se hacen secciones ultradelgadas hasta que la roca se haga transparente... y son todos análisis muy sofisticados que se introducen ahora más que nunca con el *shale*. Porque si hay algo que lo caracteriza es que tiene diferencias muy sutiles de un lado a otro, pero son cruciales, por lo que hay que hacer los análisis con mucha precisión porque esos análisis hablan sobre la productividad que tendrá (o no) un pozo”.

“Es imprescindible realizar una caracterización a nivel cuenca, no de cada compañía por bloque, porque uno de los primeros problemas es la disponibilidad de información. Hoy cada compañía tiene el pedazo de información de los pozos que perfora. Si ha sido activa, puede tener los datos de los pozos del vecino, con quien los intercambió, pero no mucho más. Con la complicación sumada de que este intercambio solo se produce cuando dos compañías deciden hacerlo y firman un acuerdo de confidencialidad que a veces lleva hasta un año compatibilizar. En el *play* Eagle Ford (Estados Unidos) forman consorcios; cada compañía aporta dinero e información de pozos y se comparte entre todos y se hacen estudios exhaustivos de todo el *play*. Acá, uno de los grandes desafíos es lograr un mecanismo que les permita a las compañías intercambiar los datos”.

“Otro desafío es tener un parámetro básico de la porosidad: en un *shale* hay dos tipos: intraparticulares, intracristalinas de la roca en sí misma; y la orgánica. Hay poros que tienen entre 5 y 500 nanómetros de diámetro, que son 10 a las menos 9 metros. Estas mediciones tienen que ser tan precisas por eso: las dos porosidades conforman la porosidad de un *shale*, que son bajas. Pero aún no conocemos cuánto de una porosidad y cuánto de otra tenemos en nuestro pozo, en cada metro, en cada corona. Y no porque la compañía no lo tenga definido, sino porque aún no se tiene esa información, y eso que como dije, tenemos ya más de 150 pozos”.



## Inspección de obra Un Sello de excelencia en toda la industria

*El asesoramiento de una tercera parte independiente es fundamental para las empresas que buscan la verificación del cumplimiento de sus equipamientos, de las normativas y códigos nacionales e internacionales. Bureau Veritas le brinda una garantía de calidad y seguridad con un completo servicio de inspección en obra, asegurando altos niveles en el diseño, manufactura, operación y mantenimiento del proyecto.*

*Le ayudamos a promover eficiencia, limitar las interrupciones en el proceso de construcción para una puesta en marcha en tiempo real, y construir una imagen libre de incidentes para su empresa.*

*La división de Oil & Gas y Energía de Bureau Veritas agradece a sus clientes: ENARSA, YPF, TGS, TGN, CAMUZZI la confianza depositada en estos años al permitirnos brindar servicios de Asistencia Técnica, Revisión de Ingeniería, Inspección de Obra, Inspección de Montaje y puesta en marcha de sus obras.*

**011 4000 8000**

[www.bureauveritas.com/oilandgas](http://www.bureauveritas.com/oilandgas)  
[jorge.valanzuela@ar.bureauveritas.com](mailto:jorge.valanzuela@ar.bureauveritas.com)

**Move Forward with Confidence**



**BUREAU  
VERITAS**

“Como detalle, hay que agregar que cuando se mandan las muestras a los laboratorios especializados en *shale*, no se obtienen los resultados antes de un año o año y medio, o sea que nadie puede esperar los resultados de los análisis para completar un pozo, y se sigue adelante sin tenerla”.

“Por otra parte, si miramos otro parámetro clave de la permeabilidad, de la roca en sí misma y de la fractura que generamos (sin incluir las naturales), en un buen *shale* la permeabilidad está muy por debajo del cemento que está en la calle. Sin embargo, hoy en día, en América del Norte los laboratorios no se ponen de acuerdo y no hay estandarización con respecto a la permeabilidad, hay casos de compañías que le dieron muestras a tres laboratorios y obtuvieron valores disímiles. Entonces, no vamos a entender nuestro *shale* si no desarrollamos un buen conocimiento de sus características”.

“Un ejemplo más es que Vaca Muerta está ubicada en un triángulo de silicio, arcilla y carbonatos. Pero en realidad el *shale* no es un *shale* sino un *mudstone* en la mejor definición. Si les muestro cómo es en Vaca Muerta la composición mineralógica, verán que metro a metro varía enormemente, es decir que la variación vertical es muy importante. En Vaca Muerta, la geometría deposicional es sigmoidal, de finos ciclos de material que se va depositando y va avanzando, en la línea vertical y horizontal se verifican variaciones. Quería resaltar que el modelo deposicional aquí es una figura clave que necesita ser estudiada como parte de una caracterización, incluyendo las variaciones laterales y verticales, a medida que estamos en la parte alta, rampa o basal, las propiedades cambian porque están evaluando litofacies distintas”.

“Por último, la mayoría de los pozos que vi, por cuestión de costos, se fracturan en etapas, pero se evalúan en un solo test. Es cierto que con PLT se ven las zonas de mayor aporte, pero no tenemos ningún control de dónde vienen los fluidos, ni qué camino hacen antes de aparecer en el pozo, porque evaluamos el conjunto. Y si en un nivel tenemos una gran cantidad de fisuras naturales, podrían estar actuando y no nos enteraríamos. Porque actúan todas como una masa estimulada, conectadas entre sí, y es muy difícil discriminar. Lo ideal sería hacer una fractura, ensayarla y ver qué pasa. Hoy por cuestiones de costos no se puede hacer”.

“Un comentario adicional: se ha hablado de volver al abastecimiento, y es bueno recordar que eso no es exclusivo del *shale*. Tenemos que incluir el convencional intensificando la exploración, e intensificar la producción del *tight gas*”.

“En suma, el mayor desafío es realizar una buena caracterización, y para eso debemos mejorar la disponibilidad de información, con consorcios, intercambios, crear un organismo, evolucionar hacia una red local y con una información estandarizada de laboratorio. Introducir el modelo deposicional y mencionar que esto de hacer una caracterización para orientar cómo es el *shale* que queremos desarrollar deberíamos hacerlo en una etapa temprana. Recién me entero que en Bakken (Estados Unidos), donde tienen ocho mil pozos, acaban de hacer una caracterización general. Es lo más recomendable. Pero necesita de la colaboración de todos”.

## Gabriela González

Gerente de Geología de PanAmerican Energy

*Enumeró como factores fundamentales para el éxito del proyecto la productividad, costos y marco regulatorio.*

“En Vaca Muerta, en las áreas en las que PAE participa como operador o socio, llevamos 12 pozos perforados, de los cuales seis resultaron productores de petróleo, uno de gas, y ya comenzamos la perforación de pozos horizontales para delinear el potencial del *play*. Muchos de estos pozos están a la espera de completación”.

“Si vemos la actividad general en Vaca Muerta a través de todas las compañías que operan allí, y nos enfocamos en la información obtenida de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), veremos que a julio de 2013 existen 72 pozos verticales productores de petróleo. Graficando la máxima producción que cada pozo alcanzó en forma cronológica, tendíamos a pensar que en estos cuatro últimos años se había registrado un incremento, como una manera de reflejar la curva de aprendizaje adquirida. Sin embargo, este incremento no se observa aún; el promedio de caudal es bajo, 25 m<sup>3</sup>; entonces podemos decir que este tipo de *play* se da en pozos horizontales, pero tenemos una baja cantidad de muestras (13), por lo tanto, hablar de alguna tendencia no es conveniente, pero sí marcar que el promedio sigue siendo bajo, apenas 4 o 5 m<sup>3</sup> por encima de los pozos verticales”.

“Queremos destacar entonces que las producciones vienen de pozos verticales. Entendemos que este tipo de *play* necesita de pozos horizontales y, por lo tanto, queda claro que hay que seguir investigando, y falta determinar el verdadero potencial de Vaca Muerta”.

“Nos parece interesante marcar dos pozos perforados este año, cuyas máximas producciones están por encima





[www.jereh-pe.com](http://www.jereh-pe.com)

## Proveemos toda la gama de los equipamientos de petróleo & gas

- Taladro & Workover Rig
- Equipamiento de Complementación
- Equipamiento de Estimulación
- Cementación
- Unidad de Tubería Continua
- Bombeo de Nitrógeno
- Motor de Fondo y Herramientas
- Flotilla de Fracturamiento
- Sistema de Procesamiento de Petróleo & Gas
- Paquete de Compresor de Gas Natural
- Sistema de Licuefacción de LNG
- Sistema de Alimentación de LNG



# Jereh

Jim Wang TEL: +86 535 672 8205 +86 158 5456 3180 E-mail: wangjs@jereh.com

Ignacio TEL: +54 911 2247 2341 E-mail: lihu@jereh.com

de lo que es el promedio de los pozos horizontales. Estos pozos, si bien tienen una rama, no son de gran longitud, no alcanzan los 1.000 metros, están en 600 m con cinco fracturas, lo cual nos marca un dato alentador para seguir investigando la formación”.

“La actividad de gas no alcanza a la decena de pozos. Aquí podemos sintetizar la cantidad de muestras con las que contamos, con una distribución no homogénea, con zonas altamente perforadas y otras no tanto. Es que aún no podemos encontrar un patrón geográfico, el famoso *sweet spot* que queremos delinear todos...”.

“Entonces, ¿cuáles son los desafíos para el desarrollo? El primero, aunque sea obvio, transformar los recursos de Vaca Muerta en reservas, lograr recuperarlo en forma comercial. Debemos trabajar en tres factores fundamentales para ello: productividad, costos y marco regulatorio. Como un mecanismo de engranaje en el que debemos trabajar los tres factores a la vez: si uno falla, el mecanismo no se pone en marcha”.

“Por marco regulatorio consideramos fundamental una continuidad regulatoria y un alineamiento entre las leyes municipales, provinciales y nacionales. El tratamiento del precio del hidrocarburo deberá estar alineado al esfuerzo de inversión que requerirá el desarrollo de estos *plays* de no convencionales. Queda claro que el contexto actual requiere un análisis macroeconómico; debemos ver más allá de las necesidades de nuestro sector e integrar y consensuar de forma macro el contexto actual”.

“Tema costos: como ya se dijo, es una de las variables con impacto en nuestros proyectos. Si imaginamos un escenario, debemos trabajar en reducir los costos en un 40%. Pero reducirlos no pone en funcionamiento el mecanismo: creemos que lo que más influye en esto es la oferta y la demanda de equipamiento y de servicios: una demanda creciente que no acompaña la oferta actual en el país incrementa los costos. En cuanto a costos, tenemos un rango según la complejidad de algunas zonas: los pozos verticales están entre 10 y 15 millones de dólares, los horizontales entre 20 y 30, y también se depende de la información de los pozos. Esto hace que insistamos en el tema”.

“Pensar en un desarrollo nos plantea también el desafío en cuanto a disponibilidad de mano de obra calificada; tenemos que formar a todas las disciplinas involucradas”.

“La productividad sería el tercer engranaje del mecanismo: los resultados aún no son tan alentadores como esperábamos, porque los geocientistas indican que Vaca Muerta tiene potencial y características realmente buenas, pero claramente hay que seguir explorándolas e integrarlas para definir las zonas óptimas para navegar y horizontalizar las ramas de los pozos, y para ver qué orientación deben tener las ramas, y a su vez integrarlo a los diseños de fracturas”.

“Para coronar, todo esto genera mucha información que sería necesario que fuera compartida, accesible, que nos permita retroalimentarnos, para alcanzar en un corto plazo un plan de desarrollo. Con respecto a posibles consorcios, ya se han comenzado conversaciones entre la Universidad de Buenos Aires, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires y compañías. Claramente, la confidencialidad es crucial, y llegar a un acuerdo toma su tiempo, pero esto debe ser a nivel nacional y con un período mínimo de confidencialidad para luego abrirlo a todas las operadoras”.

“Por eso, cuando planteamos esto nos preguntamos si es un *play* que va a funcionar, siendo tantas las variables para ser optimizadas, tal vez debamos ver ejemplos y lugares donde la respuesta sí fue posible: claramente se dio la congruencia de estos factores y el mecanismo se puso en funcionamiento. Más allá de analogías y diferencias geológicas, Eagle Ford a la fecha tiene activos más de 4.000 pozos horizontales de petróleo y más de 2.000 activos de gas. En Vaca Muerta estamos a una gran distancia, pero nos alienta saber que en algunos lugares sí se tuvo éxito”.

“Para cerrar, refuerzo la idea de que el gran desafío inicial es transformar los recursos en reservas. Para ello tenemos que trabajar en la reducción de costos, seguir explorando no convencionalmente para alimentar nuestro modelo geológico con la respuesta de los pozos para tener el *input* necesario para quienes diseñan las fracturas. Y aumentar nuestro conocimiento y compartir esa información para seguir retroalimentándonos. Trabajar en un marco regulatorio previsible y estable. Y agrego un punto que no había mencionado: tomar conciencia de la importancia de comunicar bien lo que estamos haciendo a la sociedad. Debemos asumir el compromiso de reforzar como sector la comunicación con la sociedad para hacer entender el valor que agrega nuestra actividad, el cuidado del medio ambiente y de las poblaciones aledañas”.



# AGUSTI L. S.R.L.

## Subastas de Activos Industriales

Yerbal 2105 1er Piso Of "A" C1406GJW | Ciudad de Buenos Aires | República Argentina

Tel/Fax: 011.5430.8000 | 011.5430.9000 | info@agustisubastas.com.ar | www.agustisubastas.com.ar

### Especialistas en Subastas de Rodados, Equipos y Materiales del Sector Petrolero

“Un Apellido con 50 años al Servicio de la Industria”



soluciones de excelencia

INGENIERÍA • FABRICACIÓN • CONSTRUCCIÓN • SERVICIOS

**AESA**

**65**  
Años

[aesa.com.ar](http://aesa.com.ar)



**YPF – Proyecto de Gas Oil  
y Naftas de Bajo Azufre**  
Refinería Luján de Cuyo,  
Mendoza, Argentina

## Marco Gardini

Gerente de Exploración y Desarrollo, Medanito S.A.

*Animó a optimizar el aprendizaje probando con las variables y ver cuál funciona mejor.*

“Vaca Muerta se llama así porque esta formación, cuando está aflorando tiene bitumen, que expele olor a animal muerto; y los baqueanos llamaban así a estos lugares. Cuando al principio del siglo XX los geólogos describieron los afloramientos tomaron ese nombre”.

“Me parece importante contar cuáles son los desafíos y cuál es el papel para una compañía de las características de una empresa nacional mediana como Medanito, que nació hace 20 años con el endulzado de gas en Catriel, y luego se diversificó en producción de petróleo y gas, generación de energía eléctrica, actividad forestal, y producción de gas líquido. Y que hace más de un año se involucra en la previsión de estudios y servicios para la industria”.

“Empezamos nuestro desarrollo con la perforación de 10 pozos. Al día de hoy producimos dos pozos horizontales, perforando un tercero (en Sierras Blancas) y en Águila Mora tenemos uno horizontal y hace dos días terminamos de fracturar otro horizontal”.

“Como operadores siempre de gas y petróleo en la provincia de Neuquén, recientemente terminamos de perforar un pozo de no convencional en Vaca Muerta (La Tropilla), y estamos perforando uno en Los Molles en convencional, y reconociendo el no convencional en Puesto Roa”.

“Es importante hablar de las fases: el no convencional tiene fases similares al convencional, solo que los objetivos son distintos. En la parte exploratoria (dos años) se perforan pozos para tomar datos del reservorio para saber qué tipo de hidrocarburos tiene y para caracterizar al *shale*. En la segunda fase se cambia de técnica: se comienza a ver si son verticales u horizontales, a probar fracturas y materiales de fracturación (otros dos años). Y después pasamos a la fase piloto, con un *cluster*: hacemos varios pozos y buscamos saber la economicidad del proyecto, tratar de ser eficientes en tiempo, costos y espacio (dos años más). Y si estas fases se dan bien, entonces pasamos a la fase del desarrollo, y es lo que llamamos el “modo factoría” o *factory mode*”.

“Hoy no estamos en un desarrollo masivo de Vaca Muerta: tenemos que subir la productividad de los pozos y bajar los costos. Subir la productividad significa la producción acumulada de los pozos a lo largo de su vida, y por costos me refiero a los costos por barril en miles de metros cúbicos. Hay una empresa que está más avanzada que el resto en el desarrollo del no convencional, y las que venimos atrás estamos en la primera o en la segunda fase del desarrollo. Hay mucho por aprender en estos dos aspectos”.

“¿Se puede lograr la productividad de los pozos? Sí, si buscamos los análogos, como en Eagle Ford: allí vemos las curvas de producción en función del tiempo y vemos que en 2008 obtenían 40/50 barriles diarios, unos 100 en 2009, y 200 barriles/día en 2010, hasta los 350 de hoy. Otro *play* como Bakken: allí se dio progresivamente un aumento en función del tiempo. ¿Magia? No: usar la cabeza. ¿Cómo lograron estas productividades? Algunas ideas son probar, en laboratorio, o la optimización de las fracturas, y probar la

cantidad de variables; para jugar en todo eso es importante, y ver cuál funciona mejor. Caracterizar los *sweet spots*, que son los lugares que producen mejor que otras zonas...”.

“Como ya se ha mencionado, es crucial el intercambio de información, que consiste en aprender de los errores propios y ajenos, y en repetir las buenas experiencias. Las curvas de aprendizaje se agilizan si se comparten datos. Hoy hay cierto intercambio entre compañías, pero lo que planteamos es un estamento por encima de las empresas, a nivel provincial o nacional, donde puedan dar esos datos con la confidencialidad del caso”.

“Y probar de todo, porque hay compañías en la Argentina que no estamos probando todo lo que deberíamos porque requiere esfuerzo, usar el cerebro, y es incómodo, porque cuando encontramos una forma de hacer las cosas no queremos cambiar”.

“Costos: sería bueno pinchar la burbuja generada alrededor de Vaca Muerta; hay muchas expectativas políticas, regionales, de toda índole, y el costo de producir un pozo no convencional es mucho más grande que el de uno convencional, porque a veces pagamos tres veces más por el mismo servicio que nos dan en un pozo convencional”.

“Deberíamos ser selectivos al tomar servicios: no tenemos por qué pagar de más; las operaciones 24 horas son fundamentales para bajar costos, y la oferta de servicios es un gran cuello de botella; hoy no hay fracturadores y los operadores del convencional estamos padeciendo que todos los servicios se van al no convencional”.

“Otro punto fuerte es la comunicación con las comunidades: es fundamental que seamos claros para que sepan qué hacemos con los pozos”.

“Y aunque bajemos los costos y subamos la productividad, necesitamos una condición más para que el *shale* pueda funcionar, y quizás no sea técnico sino de otra escala: entre



todos debemos encarar un trabajo en sinergia con todos los actores: autoridades nacionales, provinciales, municipales; inversores, productores, ONGs, comunidades, universidades, empresas de servicios... Porque el desarrollo del no convencional es para el bien común. Un cambio siempre genera resistencia y cada actor tiene alguna resistencia. Y debemos vencerlas. Tenemos que trabajar juntos”.

## Tristán Amaretti

Gerente de Recursos No Convencionales de Petrobras Argentina

Habló del proyecto de inversión de la empresa en Vaca Muerta para los próximos años.

“Petrobras quiere hacer en Vaca Muerta lo que hizo en Brasil con el Presalt: un Procap (N. de la R.: programa de desarrollo tecnológico especialmente creado), que le permitió a Brasil llegar a una producción de 2.200.000 barriles/día”.

“En la Argentina, Petrobras opera en las cuencas Neuquina y Austral. Aparece como un *player* importante en 2001-2002 y, desde entonces, no dejamos de invertir en producción y exploración. En los últimos diez años invertimos unos 3.400 millones de dólares y para 2017 prevemos gastar lo mismo pero en la mitad del tiempo; el 50% sería para el desarrollo del convencional y la otra mitad, del no convencional”.

“Tenemos participación en la Cuenca Austral y vamos a tener en la Neuquina. El desarrollo principal para los no convencionales por ahora está en el *tight gas* lo empezamos a desarrollar desde Río Neuquén y en otros bloques, pero necesitamos siempre un parámetro, y para ello buscamos referentes en los Estados Unidos. Cuando en 2006 comenzamos a trabajar en ello, nos encontramos con una recuperada por pozo del orden de 2bcf. Empezamos aplicando tecnología nueva, pasamos de fracturas de 3 a 5 etapas, a 15 etapas, en las que se usó tecnología para Punta Rosada en aislamiento y en la caracterización del reservorio. Esto nos llevó a tener una recuperada por pozo de 8bcf prácticamente, en apenas 5 o 6 años”.

“Esta evolución tecno nos permitió trabajar en pozos multifractura, modelos geomecánicos, modelos de escala de pozos, telesupervisión, geopresión sísmica en que podemos analizar las permeabilidades y tipos de roca; resonancias magnéticas, y lo último es la microsísmica, muestreo intensivo de la roca y monitoreo continuo de la producción”.

“Todo esto nos llevó a que en agosto de 2013 tengamos 35 pozos perforados de *tight* y se producen 2.500.000 m<sup>3</sup> de gas/día, con una evolución desde 2007 sin parar”.

“Nuestra producción y nuestro estimativo del plan 2013-2017, asociado con las inversiones, nos llevarían a perforar 42 pozos exploratorios, 85 contingentes y un objetivo de 5.2 millones de m<sup>3</sup> de gas. Duplicaríamos la producción existente de hoy”.

“Seguimos buscando consultores de *world class*, la capacitación específica es desde la exploración al desarrollo y el *recession development* fue un valuarte en soporte técnico. Esto nos da un desarrollo de la exploración que hoy es nuestro caballo de batalla, Río Neuquén, que es nuestra escuela para el desarrollo futuro del *shale*”.



“La comparativa no significa que Vaca Muerta sea igual a Barnett, Haynesville o Eagle Ford, sino que es una combinación de todos. Por lo tanto, no podemos tomar un parámetro como referencia. Esto nos lleva a trabajar en una curva de aprendizaje; tanto han aprendido en Estados Unidos, donde Barnett demoró 21 años y Haynesville demoró solo tres. Queremos hacerlo rápido como lo hizo Brasil con el desarrollo de aguas profundas. El plazo que creemos necesario para el desarrollo económico de un proyecto no convencional como Vaca Muerta, si partimos desde el inicio de la exploración, y teniendo en cuenta el tiempo de licencia para poder explotar, se estima entre 30 y 35 años de licencia como mínimo”.

“Nuestro desafío es común a lo que ya se expuso aquí: reducir costos de perforación es un *sine qua non*, como en Estados Unidos, donde llegaron a reducir los costos en un 40%. Y optimizar la infraestructura existente: tenemos campos en desarrollo pero otros con capacidad ociosa, por lo que podemos optimizarlos. Recordemos siempre que Vaca Muerta tiene un espesor cinco veces más grande que los norteamericanos”.

“Y nuestro objetivo es convertir a la Cuenca Neuquina en la escuela de aprendizaje para no convencionales. La Argentina será la escuela y de aquí saldrán especialistas para Petrobras en el mundo, con Vaca Muerta como referente de *shale*”.

“Como consideraciones finales: los no convencionales pueden hacer del país un *player* relevante, es cierto, tenemos la posibilidad y el potencial. Pero por ahora no hay tanta disponibilidad de bienes y servicios; como ya se dijo hacemos fila para conseguir equipos de fractura o perforación; necesitamos una mayor formación de técnicos y de profesionales; mejorar los modelos de contrato a largo plazo, y llegar a la homologación de regulaciones medioambientales con uniformidad nacional”.



Mesa redonda: Desarrollo de recursos humanos y tecnológicos

# Para paliar la falta del talento experto

En esta mesa, moderada por Andrés Mosteiro (YPF), se habló del capital humano como elemento diferenciador, que en las especialidades y niveles requeridos es escaso, y la búsqueda de soluciones al respecto.

## Héctor Tamanini

Gerente de Empleos, Desarrollo, Capacitación, comunicaciones y RRHH, Tecpetrol

Se expresó acerca de cómo se prepara hoy a los profesionales para un futuro innovador.

“Me referiré a la percepción y a algunos datos sobre lo que vemos en la empresa en cuanto a las necesidades hacia el futuro, puntualmente de la educación técnica, no de la educación en general. Y mi punto de vista sobre lo que creo que sucedió en nuestra región en los últimos 40 años”.

“Para eso pensé en mi propia historia, parecida a la de muchos colegas... mi abuelo, era un leñador austríaco que vino en 1900 a la Argentina para trabajar y mantener a su familia. Dedicó su vida a cortar árboles y murió debajo de uno. Mi padre, en función de lo que fue mi abuelo, trabajó desde joven para progresar, entró en La Cantábrica (N. de la R.: la fábrica metalúrgica) y se jubiló allí; me enseñó que había que trabajar. Yo fui un poco rebelde y estudié, porque pensé que iba a diferenciarme. Y sigo estudiando. Mi hija, en cambio, estudia para ser feliz. Cuento esto porque tiene que ver con los cambios generacionales, y con lo que necesitamos en cuanto a educación. Entender esto para los contenidos que vamos preparando de cómo se transmiten, cómo se perciben en la juventud y qué necesitamos en las empresas”.

“Reflexionando acerca de cómo eran y cómo son los ingenieros que nuestra industria necesita, lo cierto es que en los '70 necesitábamos especialistas, ingenieros mecánicos, electrónicos -soy de esa generación- y todo tenía que ser para la industria. En los '80 aparecieron temas que tenían que ver con la calidad de los productos, con la automatización, la robótica, los estudios de materiales y hasta la inteligencia artificial, por lo que necesitábamos ingenieros que supieran gestionar estas nuevas técnicas y capacidades. Y en los '90 aparecieron las industrias de servicios, y los ingenieros aprendimos servicios para incorporarlos en otros contextos, que eran el de bancos, empresas de servicios, y algunos hasta manejar taxis. En la década del año 2000 apareció la globalización, por lo que además de especialistas, tenemos que formar *managers* en servicios y con conocimientos globales de un mundo que cambia tecnológicamente, y que en nuestra región comenzó a crecer, por lo que tenemos que pensar en una preparación más fuerte en cuanto a estas capacidades que necesitamos”.

“Como conclusión: hace 40 años la industria focalizaba en técnicos; hace 20 en gestión; y ahora necesitamos ambas cosas. En un futuro, y esta es mi percepción, vamos a volver a lo técnico, porque el trabajo en equipo, el liderazgo y la cultura son algo que cada empresa tiene y puede desarrollar en su ámbito. El futuro vendrá en la fortaleza en temas técnicos”.

“A quienes ingresan al Grupo Techint suelo pedirles que se pregunten dos cosas: primero, ‘Qué educación técnica tuvieron los que se graduaron cuando ustedes comenzaron a estudiar’. Y segundo: qué educación técnica tenían los que empezaban sus carreras cuando ustedes se graduaron’. De acuerdo al tiempo de carrera técnica, entre cinco y siete años, este lapso va de diez a catorce años. Y piensen en cuántos cambios tecnológicos hay hoy en diez o catorce años... Y lo que viene es aún mayor. Eso es lo

que tenemos que estar pensando a la hora de capacitar a nuestros profesionales”.

“Y un desafío que me animo a lanzar es: ¿qué necesitamos para el futuro: más especialistas, más tecnólogos, más científicos, más profesionales que tengan competencias desde las ciencias básicas, o de cómo hacer las cosas en la planta, el campo, las instalaciones, de entender cómo es la tecnología, cómo aplicarla...?”.

“Lo que les aseguro, que las empresas no necesitan en la educación técnica, es tanta moda de MBAs (N. de la R.: *master in business administration*), de los *managers*, las empresariales, de las licenciaturas... y reitero, ‘modas’, porque son mercados que hacen a este tipo de educación; desde el punto de vista de lo técnico, las empresas no los necesitan, sí para otras áreas”.

“¿Cómo podemos revertir la carencia de talentos expertos? ¿Estamos en condiciones de hacerlo? Respondemos con cuatro ideas: 1) Creemos necesaria la integración entre la universidad, la empresa y el Gobierno; 2) la otra es la Universidad Corporativa, el desarrollo que podemos hacer desde la empresa completando técnicamente aquello que la universidad no puede dar, y cada vez más como un ida y vuelta con la Universidad; 3) Debemos entender que hay nuevas formas de educar, hay muchas nuevas técnicas, la tecnología avanzó mucho en todo sentido: hoy cualquiera se conecta y tiene una relación con la tecnología; y 4) en un futuro, que creo que es importante, es entender la gestión del conocimiento; hay tanta información en el mercado que debemos profundizar en cómo utilizar esa información”.

“De una investigación que realizamos con jóvenes sobre qué pensaban que podíamos hacer en cuanto a integración con la Universidad, surgió que la Universidad está abierta y a veces somos las empresas las que no nos



abrimos... deberíamos dejar que la Universidad entre en la empresa, compartir, integrarnos e imaginar que se pueden hacer muchas cosas, que el mundo de la comunicación es fabuloso y que hay mucho por hacer y lo podemos hacer. Y por sobre todo pensar, los que tenemos más antigüedad, que debemos abrirnos a lo nuevo, por ejemplo a las redes sociales, porque van a seguir creciendo”.

“Como mensaje para seguir discutiendo, creo que hay aspectos que son claves: tenemos que decidirnos y hacerlo. Estamos ante cambios tecnológicos acelerados y el sistema educativo está dentro de todo esto y es un desafío fascinante, sobre todo con una visión a largo plazo. Otro tema clave es la innovación tecnológica. Es decir, tecnología, experiencia y *management system*. Y hacerlo entre todos. Como ahora que estamos ante una oportunidad, en esta época. Debemos valorarla, es la clave”.

“Acerca de cómo hacer para entusiasmar a los jóvenes, se movilizan en función de ‘ser felices’, para que acepten el estilo de vida petrolero, que es sacrificado y a veces implica radicarse en sitios inhóspitos, creo que ese es el desafío, y es algo que muchas empresas de los hidrocarburos compartimos. Realmente es un desafío, estamos trabajando en temas de flexibilidad, hay que tener en cuenta las nuevas familias de los jóvenes y tener presente que los jóvenes hoy valorizan la calidad de vida por encima del sacrificio. No podemos olvidarlo a la hora de generar los proyectos. Y es duro, porque hay que compatibilizar la cultura laboral de hace 40 años con la de hoy, que es otra”.

“Consultado acerca de cómo contribuir para que los estudiantes secundarios terminen el colegio y se los ayude para que eventualmente se formen en estudios terciarios o universitarios ligados a la industria, en el caso del Grupo Techint lo planteamos al revés: estamos llevando a cabo proyectos como la construcción de colegios de educación técnica, inauguramos el primero este año en Campana, provincia de Buenos Aires; otra manera es trabajar en el programa de fortalecimiento de la escuela técnica, viendo cuáles son los establecimientos donde tenemos interés y trabajar con ellos en su fortalecimiento, tanto en lo académico como en lo estructural. Estamos tratando de comunicarlo para que otras empresas del país continúen en la misma senda. Y es interesante la inclusión del Estado y lo que nosotros podamos aportar”.

## Jorge Aliaga

*Investigador independiente del Conicet y Decano de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la Universidad de Buenos Aires*

*Se refirió a las Universidades y a los egresados de cada área.*

“El Pabellón 2 de Ciencias Exactas de la Universidad de Buenos Aires está poblado de investigadores y estudiantes, por lo que de alguna manera mi presencia aquí representa a los formadores de Recursos Humanos, ya que si lo que se plantea como país es tener la capacidad de generar centrales nucleares, radares, etcétera, para eso se necesitan ingenieros, científicos, es decir: gente de Ciencias Exactas y Naturales”.



### **Ing. Juan Carlos Bruzzi**

**Teléfonos e intercomunicadores (antiexplosión)**

**Bombas hasta 1000 bar**

**Compresores hasta 600 bar**

**Válvulas de seguridad**

**Compresores de oxígeno y con sello API**

**Compresores refrigerados por agua de mar**

**(11) 4816-4880 - jcbuzzi@fibertel.com.ar**

**LUFKIN**

*Expect More*

*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

“Para dar un ejemplo, los últimos dos informes de Estado de la Nación que se le entregaron al presidente estadounidense, Barack Obama, en 2012 y en 2013, apuntan a conseguir un millón de egresados adicionales en estas carreras; y se plantean si invierten en conocimiento y siguen fabricando en China o devuelven la producción a los Estados Unidos, porque se están dando cuenta de que necesitan conocimiento e industria en el mismo lugar”.

“Aquí, en 2007 se enfrentó este tema, y se formó una Comisión para la enseñanza de Ciencias Exactas y Naturales, porque se detectó que había un problema -que no es nacional sino mundial-, que influye en la cantidad de gente que estudia estas carreras. El sistema educativo argentino tiene una particularidad, y es que las escuelas dependen de las jurisdicciones y las universidades son autónomas, no dependientes del Ministerio de Educación, y por ello es compleja la generación de consenso y de acuerdo de políticas. Este comité elaboró propuestas para encauzar la enseñanza de la ciencia hacia el acceso por la indagación, orientada a cambiar la forma en que se enseña Ciencia en todos los niveles, especialmente entre los más chicos. El periodista y matemático Adrián Paenza insiste en que “enseñamos Matemáticas a los chicos, dándoles respuestas a preguntas que jamás nos han hecho”. Debemos trabajar con su inquietud para motivarlos”.

“Y son interesantes las recomendaciones que hizo esta Comisión, ya que las primeras tenían que ver con la formación docente y los contenidos de enseñanza; en ese sentido, el portal *Educ.ar* generó gran cantidad de recursos, si bien hubo problemas de diversidad y coordinación; también *Conectar Igualdad* generó un cambio notable; es cierto que entregar computadoras no cambia nada en el tema que hoy tratamos, pero utilizarlas puede ser una manera distinta de enseñar ciencias y para la articulación de escuelas con instituciones científicas; en la parte de difusión, hay programas que buscan juntar a la universidad con la escuela”.

“La universidad es la generadora de recursos humanos específicos, sofisticados. Simplificando el problema, hoy decimos que hay dos tipos de universidades: quizás estemos más consustanciados con el modelo francés, que tiene que ver con la formación de profesionales, que traslada la experiencia de trabajo. Sin embargo, hay otro, que en Argentina es minoritario: el modelo alemán, asociado con la idea de que la universidad está ligada a la investigación científica, lo que hace que los docentes sean científicos y que vivan en la universidad”.

“Y si bien la Argentina es más afecta al modelo francés, estimo que necesitamos una mezcla de ambos: una universidad formadora de recursos humanos de calidad, pero también creadora de conocimiento, con docentes de dedicación exclusiva e integrada a las necesidades del país, del tipo alemán”.

“Entre universidades nacionales y privadas egresaron, en 2010, unos 100.000 estudiantes, de los cuales 2.299 se formaron en Ciencias Básicas en universidades nacionales, y 222 en universidades privadas. En ciencias aplicadas es un poco más alto, pero en general el 53% egresó de Ciencias Sociales, y de ellos, el 42% de universidades nacionales. Así que claramente las ciencias básicas y algunas aplicadas son minoritarias. El caso puntual de la UBA es similar: de 17.000 egresados en el 2010, solo 312 fueron en Ciencias Básicas. De la carrera de Geología, por ejemplo, hubo 194 egresados en universidades públicas y ninguno

en privadas. En informática, los números son más parejos entre pública y privada: 4.000 en Ingeniería, 128 en Física, 8 en Ciencias de la Atmósfera, 327 en Matemáticas, y 700 en Química. Este es el panorama”.

“Vayamos a los postgrados: en el 2010 hubo 1.504 doctorados provenientes de universidades públicas (420 de la UBA) y 166 de privadas. En ciencias básicas fue el 34%. Es decir que el porcentaje de la gente que se forma en doctorado es distinto: es mayor, es decir que ahí hay un potencial que está en la posición correcta”.

## Santiago Sacerdote

*VP de Asuntos Tecnológicos del Conicet y director adjunto de Y-TEC*

*Puntualizó sobre orientar la investigación a las necesidades concretas de las empresas.*

“Quisiera iniciar la presentación a partir de una afirmación que servirá como disparadora para pensar la situación que atraviesa nuestro país, y que se refiere a que la Argentina, con los no convencionales, afronta el mayor proyecto de desarrollo de los últimos 40 años. Es importante saber esto, por el potencial que tiene esta oportunidad de traccionar el desarrollo del país”.

“Es una oportunidad única para dar un fuerte impulso a los desarrollos productivos, tecnológico, regional, porque si hacemos las cosas bien, seremos capaces de generar conocimientos y aplicarlos, que lleven al desarrollo de nuevas capacidades y soberanía tecnológica; también es importante para desarrollar toda una cadena de valor en servicios y también para apoyar el desarrollo regional”.





Nuestro sistema de seguridad puede dejar de funcionar en cualquier momento y por meses. Necesito tener la seguridad de que va a funcionar cuando lo necesito y cuando no. En cualquier momento. Siempre.

# PODES HACERLO



**DELTA V SIS** Sistema de seguridad inteligente, diseñado para todo el ciclo de vida de su planta

El sistema instrumentado de seguridad inteligente de Emerson tiene un enfoque moderno para el monitoreo de la seguridad de su planta y para diagnosticar el estado de todo el lazo de seguridad - para trabajar bajo demanda - para que usted tenga la seguridad de que su sistema va a parar cuando se requiera, y que continuara funcionando de forma segura cuando un componente falle.

El Marshalling Electrónico de DeltaV SIS provee la flexibilidad para implementar funciones de seguridad fácilmente y de manera segura, eliminando tareas asociadas al cableado tradicional que demandan mucho tiempo, re-trabajo y rediseño. Es moderno. es simple. Para más información ingrese a: [www.DeltaVSIS.com](http://www.DeltaVSIS.com)



The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2013 Emerson Electric Co.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

“Pero también hay una revolución en cuanto a las necesidades que genera el sector, respuestas específicas a los problemas que tiene el país, entre ellos los recursos humanos, más allá del salto cualitativo que ha dado el Conicet desde 2003, y que el país cuenta con esos recursos, específicamente en las áreas de energía e investigación”.

“Para afianzar este punto se ha creado, en el Conicet, un nuevo espacio destinado a generar recursos para sectores vitales para el país, como el de la energía: dejamos de ser meros generadores de conocimiento -y eventualmente de patentamiento-, para involucrarnos en el desarrollo de proyectos tecnológicos, y en la creación de empresas de base tecnológica”.

“¿Y cómo bajar este potencial de investigación a la tierra? Junto con las empresas, y hay dos líneas de trabajo: la primera es ser precisos en identificar los interrogantes tecnológicos para orientar la investigación: se han realizado esfuerzos con planes a largo plazo, pero hay que ser más precisos para saber qué se necesita, y hacer este esfuerzo prospectivo en conjunto con el sector privado. Y la segunda es, con todo esto en mente, cómo focalizamos estos esfuerzos. Hay que dejar atrás el concepto oferta-demanda entre empresas y científicos: lo que hay en el sistema es una enorme capacidad capaz de responder al desafío si lo planteamos bien, como socios estratégicos podemos avanzar en un trabajo conjunto”.

“Otra idea es tratar de instalar el modelo de innovación abierta. Las empresas, donde hacen falta capacidades internas para atender las necesidades tecnológicas de una empresa, buscan centrar sus capacidades en un núcleo y apalancarse con otras empresas para atender a lo que le falta. Ahora hay un sistema público que tiene innumerables centros de investigación, que tiene capacidad de dar las respuestas que se necesitan y al ritmo que requieren”.

“Ya se está haciendo este intercambio de información. En 2012 más de 600 pymes, esencialmente, firmaron convenios con el Conicet, esto requiere una relación de confianza, ya que buscarán soluciones tecnológicas de forma conjunta, con recursos compartidos de financiamiento y de confidencialidad”.

“El criterio de selección de los investigadores que incorporan a Y-TEC por ahora, para ordenar el proyecto, se rigió por los aspectos normativos del Conicet, y formas internas para que se den naturalmente. Por ejemplo, la empresa entrevista al candidato, y el Y-TEC se acerca a los grupos -la experiencia indica que estos investigadores suelen ir en grupo-, identifica personas y las convoca a nuestra estructura; pero es la empresa la que toma la decisión. Ahora se inicia una nueva etapa, más masiva, en la que podremos salir a buscar de manera más agresiva y ambiciosa, porque los tiempos de Y-TEC así lo requieren”.

“Para resumir, hay cuellos de botella que tenemos que levantar, como el de plantear las preguntas adecuadas. Pero si sabemos aprovechar y orientar los recursos existentes, aseguro que hay buena masa de expertos y queremos convocarlos, solo debemos seguir trabajando en la generación de esos recursos y pensarlo en forma conjunta para definir las líneas de formación, y para trabajar en reforzar las capacidades internas de las empresas. Y todos los que tienen interés en participar tienen las puertas abiertas para presentarse. Hay búsquedas. Y estamos descubriendo que esta gente está”.

## Santiago Bellomo

Responsable del área de Educación, Fundación YPF

Se explayó sobre los nuevos modelos de articulación entre academia e industria.

“En sintonía con el cambio de rumbo de la empresa, la Fundación YPF dio un giro. El nuevo lema, ‘educar para la energía’, se estableció con el fuerte objetivo de impulsar la formación de una nueva generación de profesionales. No tiene que ver con lo que se estaba haciendo antes que estaba mal, sino con lo que ya se ha dicho aquí: la magnitud del desafío con que se enfrenta el país requiere de la participación de muchos actores. Y no es solo para la industria, sino para el país, y allí el mundo académico tiene un rol destacado”.

“¿Cómo llegamos a lo que estamos haciendo? Fuimos atravesando un proceso intenso. Lo primero fue identificar los ejes de articulación posibles, y en general, entre la academia y la industria. Mucho de lo que se hace está centrado en los servicios, que es una consecuencia lógica. Y hay mucho que hacer en difusión, promoción y atracción de nuestro quehacer. En la formación básica de profesionales también se puede trabajar mucho. Y en investigación hay un capítulo relevante, y tiene que ver con la licencia social y el papel que tiene que tener el mundo académico en ese campo”.

“Para identificar los ejes posibles realizamos un diagnóstico; por ejemplo según un estudio de Schlumberger, vimos que en Estados Unidos, al descubrirse el *shale*, la matrícula en las carreras relacionadas con los hidrocarburos



**PROTEGER**

**EL PLANETA**

ES RESPONSABILIDAD  
**DE TODOS.**

## **ESTAMOS DE ACUERDO.**

El lugar donde trabajamos es también el lugar donde vivimos. Por eso, estamos comprometidos a preservar el ambiente donde sea que operemos. Trabajamos continuamente para conservar los recursos naturales y limitar nuestro impacto sobre el medio ambiente. Protegerlo es nuestra prioridad, siempre. Porque cuidar de nuestro hogar simplemente tiene sentido.

Conózcanos en [chevron.com](http://chevron.com)



Energía Humana®



ros subió muchísimo, y siguió creciendo, a tal punto tal que las universidades notan que hay una atracción muy alta hacia las carreras de petróleo y gas. En nuestro país, los números son más discretos: se percibe un alza en la inscripción a Ingeniería en petróleo en primer año, y una más tímida en el área de Geociencias. Es decir, estamos en un contexto de crecimiento”.

“En cuanto a la demanda de estos profesionales, para entender la situación argentina es difícil hacer futurología porque hay variables en juego: notamos que habrá crecimiento de la demanda a nivel técnico, no de grado, pero sí de alta especialización en grado, y ahí entra la cuestión de calidad o cantidad, y de qué queremos privilegiar”.

“Otro cuadro del estudio indica que el 53% de los profesionales de hidrocarburos no estarán en la industria en 2020, sino que se estarían yendo, mientras que los jóvenes profesionales estarían entrando y allí se produce un *talent gap* que habrá que reducir. En nuestro país no es tan así: da la impresión de que más que un *talent gap* tenemos un vacío, porque esta faceta de la industria es tan nueva y tampoco hay tanta gente formada, en un contexto en que la práctica no está tan inmersa en lo académico”.

“Y como hemos dicho, es muy importante el tema de la validación social... si uno sale a discutir con ambientalistas es una batalla perdida de antemano, porque es una cultura que defiende la preservación del medio ambiente, y está bien que así sea. Y aquí la discusión no pasa por si hay que preservar el ambiente, sino por cómo se conjuga esta ecuación entre el desarrollo social de los países y la preservación del ambiente”.

“Otro ejemplo que tomamos de afuera es el de Noruega, donde se produce la asociación de universidades con el Gobierno, y con las empresas, para generar la investigación”.

“La síntesis de nuestro diagnóstico ha sido que vimos que necesitamos generar ámbitos de integración entre la empresa y la industria; necesitamos más técnicos, más graduados... ¡y pronto! Tenemos la urgencia de una validación exógena a la industria, y necesidad de que las empresas incentiven la docencia. Tenemos un conflicto con el egreso prematuro de alumnos y también con qué se hace con ellos, porque nuestros jóvenes profesionales no tienen la misma docilidad de los profesionales de antes para instalarse en otros lados. La volatilidad que notarán las empresas afecta mucho a la industria”.

**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](http://www.petroconsult-co.com) - [info@petroconsult-co.com](mailto:info@petroconsult-co.com)

# INTRODUCIMOS LOS **NUEVOS ORHD**

VISITA NUESTRO **CATALOGO**



**THE ORHD**  
CE   4242

Cobertura completa en TPR- protección para Impactos en los dedos.



**THE ORHD** **CR5**  
CUT LEVEL 5  
CE   4544

Armortex® nivel 5 cut Palma resistente con puntos de PVC para un mejor agarre.



**THE ORHD** **OutDry**  
CE   4342

OutDry® Sellos de membrana impermeable, ante cualquier posible punto de entrada del agua.

**MECHANIX GLOVES. THE TOOL THAT FITS LIKE A GLOVE.®**

AMÉRICA LATINA | TEL. +598 94 880 908 | EMAIL: [INFO@MECHANIX.LA](mailto:INFO@MECHANIX.LA)

[www.mechanix.com](http://www.mechanix.com)

**MV**  
**MECHANIX WEAR**



“Para atacar todos estos flancos, promovimos con el Ministerio de Educación una red de universidades petroleras y de gas -de la que participa el IAPG- y creamos una red de soluciones viales sustentables, para trabajar temas de asfalto y ahuellamiento de caminos en todo el país. Nos enorgullece la propuesta del IAPG de generar otro ámbito de articulación, ya que todo lo que sea aunar esfuerzos es muy necesario”.

“Firmamos otros acuerdos, colaboramos con la creación de carreras en los lugares en donde está la gente, que vive o se instala allí, como la tecnicatura en Las Heras (Santa Cruz), con la Universidad de la Patagonia Austral (UNPA). También promovimos la adjudicación de becas para los 100 mejores alumnos destacados de escuelas técnicas, y creamos un sistema junto con la Universidad de San Juan Bosco de tres becas, según el cual los alumnos se ponen a trabajar en un proyecto profesional, al tiempo que puede utilizarse como seminario para terminar su carrera. Así, deja de competir en la fase final de la carrera con el salario profesional, porque hace todo junto”.

“Nuestros esfuerzos ayudan mucho a generar un mayor espacio para la práctica profesional, y a auspiciar congresos y eventos académicos. Con el programa de becas establecimos un acuerdo con el Conicet para formar que doctores argentinos se puedan perfeccionar en el exterior sobre temas específicos de la industria, y habrá becas para profesionales y para jóvenes graduados. En el caso del Conicet, se cumple lo que proponía Santiago Sacerdote: que la industria especifique las necesidades puntuales de investigación”.

“Y por último, en un aspecto importante que son las vocaciones, desarrollamos varios contenidos: no necesitamos ‘inventar la rueda’, sino facilitar o articular lo que se viene haciendo bien. Lo importante es hacerlo en conjunto y lo que hicimos este año con el Estado, empresas e instituciones, tiene frutos inmediatos y promisorios”.

## Bernard Gremillet

VP y Director de Y-TEC

*Se refirió concretamente a Y-TEC, como modelo de laboratorio e investigación en el país que responda a las necesidades locales sin tener que buscar soluciones en el exterior.*

“Para completar las demás presentaciones me centraré en el Y-TEC, porque es un modelo interesante de *joint-venture* entre una empresa importante y un prestigioso organismo de investigación: entre YPF y el Conicet. Está claro que para hacer más eficiente a una compañía, para ser más competitiva, una de las herramientas claves es la tecnología”.

“Con la organización que pusimos en marcha queremos ser impulsores del desarrollo tecnológico en el país, y al mismo tiempo generar un negocio. Siguiendo las necesidades de la empresa, trabajamos en las siguientes líneas: campos no convencionales, campos maduros, refino-química y energía alternativas”.

“Sobre todo en los no convencionales, que es la apuesta fuerte de este momento; I+D a corto plazo para conseguir lo que ya hay en el mundo pero no tenemos aún en YPF;



los *product-champions* para completar la transformación de la tecnología...”.

“En cuanto a expertos, como se ha dicho, los vamos consiguiendo, pero aún faltan algunos; en 2012 teníamos 80 técnicos y para 2014 queremos tener más de 250, la idea es que provengan del Conicet, si bien hay excepciones y no estamos cerrados a esta primera fase. También necesitábamos 11 *product-champions*. Ahora estamos armando grupos de Y-TEC en no convencionales, incorporando, por ejemplo, geomecánicos”.

“Nuestros desafíos son seguir consiguiendo el equipamiento –no estamos mal- y pasar a tener un laboratorio enorme que duplique la superficie en tres años, si se necesitan. Lo que tenemos hoy está enfocado principalmente a *downstream*, y necesitamos mucho más para los no convencionales. Para analizar esto contamos con 10 millones de dólares anuales; haremos en el país muchos estudios que hoy se hacen afuera, y tendremos una respuesta más rápida”.

“Tener al Conicet a bordo nos ayuda porque conocen bien el sistema argentino, y queremos que las universidades tengan cursos que hoy no existen, para los aspectos especializados de la industria que necesita la empresa. Y si colaboramos con universidades, como el INVAP, tenemos buena colaboración porque tienen equipamiento. Y tenemos acuerdos de desarrollo con compañías de petróleo y gas...”.

“Por último, también queremos ayudar a los proveedores a producir localmente lo que hasta ahora tenemos que importar. Hicimos un concurso con ideas; preseleccionamos 10 y le daremos un premio a 3 o 4. Hay por lo menos 10 que, gracias al concurso, van a tener contacto con compras de YPF”. ■

# 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.



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



**LOCKWOOD**  
*La satisfacción del saber hacer*



# ¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas?

## Modos de promover un uso más eficiente

Por **Salvador Gil**

Gerencia de Distribución - ENARGAS. Universidad Nacional de San Martín, ECyT

**Roberto Prieto**

Universidad Nacional de San Martín, ECyT

**En este trabajo estudiamos cómo se distribuyen los usuarios residenciales de acuerdo a su consumo anual de gas. Según estos consumos anuales, los usuarios residenciales se categorizan en 8 subgrupos: R1, R2, etcétera, y de acuerdo a esta clasificación se les aplican tarifas y cargos diferentes. En este trabajo se realiza un análisis que permite diseñar un esquema de categorización de usuarios residenciales que, respetando los escenarios térmicos prevalentes en las distintas regiones, sea equitativo y promueva un uso más eficiente de la energía.**

*“La eficiencia energética es una fuente de energía de bajo costo que no contamina”.*

### Introducción

Los usuarios residenciales (R) utilizan aproximadamente el 22% del volumen total de gas natural consumido en Argentina. Por su parte, los usuarios comerciales (C) y entes oficiales (EO) utilizan un 8% del total. De este modo, este grupo de usuarios (R+C+EO) consumen el 30% del gas y están en la máxima prioridad de abastecimiento. Este sector de la demanda es fuertemente termo-dependiente; en los meses de invierno su participación alcanza el 60% del consumo total de gas natural. (al.)<sup>1,2,3</sup>

El objetivo de este trabajo es relacionar los escenarios térmicos prevalentes en cada región de la Argentina con sus consumos medios, y analizar la distribución del consumo de los usuarios residenciales en distintas regiones del país. Según el consumo anual del año anterior, los usuarios residenciales se dividen en ocho categorías: R1, R21, R22, R23, R31, R32, R33, y R34. Según esta categorización, se aplican tarifas y cargos diferenciados.<sup>4</sup>

Si en una región de abastecimiento tomamos un intervalo de consumo, por ejemplo de 100 m<sup>3</sup> a 200 m<sup>3</sup> por año, y contamos la cantidad de usuarios cuyos consumos anuales están dentro de este intervalo; seguidamente, hacemos lo mismo para el siguiente intervalo (200 a 300 m<sup>3</sup>/año) y así sucesivamente, podemos construir un histograma que muestre la distribución de consumo de la región analizada. Para lograr una distribución libre de distorsiones, es necesario separar aquellos usuarios cuyas viviendas estuvieron desocupadas por alguna fracción del año. Esto se puede lograr discriminando a aquellos usuarios que, en algún bimestre, tuvieron "facturación mínima", o sea, que no tuvieron consumo en ese bimestre, indicativo de que la propiedad no estuvo ocupada.

Un hecho notable es que si se realiza este procedimiento para las distintas regiones del país, se observa que en todos los casos la distribución obtenida tiene la misma forma y se puede describir muy bien por una dis-

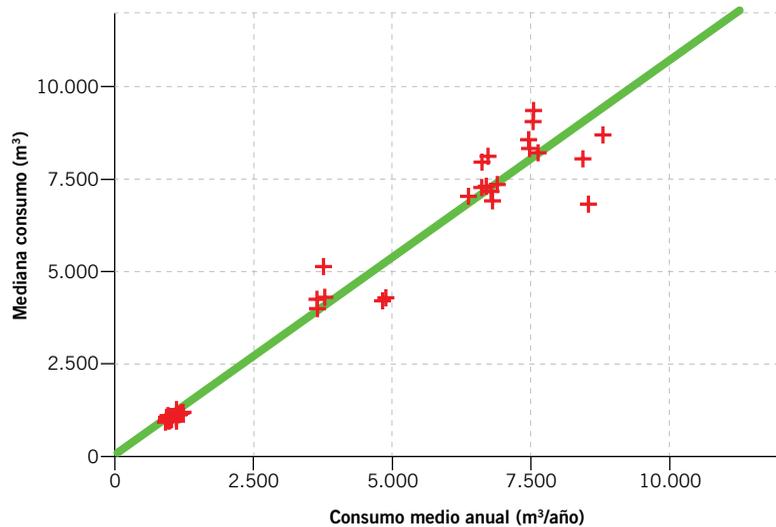


Figura 2. La mediana de la distribución del consumo,  $Q_{mediana}$ , de la figura 1, como función del consumo promedio por usuarios,  $Q_{medio}$ , obtenido de los datos de consumo medido por las distribuidoras. Las cruces muestran los valores observados para las distintas subzonas tarifarias y los diversos años analizados.

tribución log-normal,<sup>5</sup> como se ilustra en la figura 1. Esta distribución tiene la forma de una campana, asimétrica, y describe cómo se distribuyen atributos tales como ingreso per cápita, consumo de electricidad, etcétera.

Una característica interesante de esta distribución es que, si se particiona la población total en cuatro grupos o cuartiles de igual tamaño, el primer cuartil lo forma el cuarto de la población de menor consumo y así sucesivamente; es claro que, por construcción, cada cuartil contiene el mismo número de usuarios pero no consume igual. Un hecho notable es que mientras el primer cuartil consume el 13% del total del gas, el cuarto capta el 42% del total.

Este hecho, en sí mismo, pone en evidencia lo inadecuado que resulta generar un subsidio que no tenga en cuenta los consumos de los usuarios. En general, los consumidores que caen en los cuartiles más altos son los de mayor ingreso; subsidiar a estos sectores, además de innecesario, genera un costo mucho mayor (42%) que aplicar el subsidio a los cuartiles de menor consumo. Por otro lado, un subsidio a sectores que no lo necesitan, tiende a generar hábitos de uso poco eficiente, que se prolongan en el tiempo, y son altamente costosos.

El consumo residencial de gas natural tiene un carácter termo-dependiente.<sup>1,2,3</sup> En particular, el consumo específico<sup>6,7</sup>, o sea el consumo diario por usuario, tiene un comportamiento muy similar en todo el país, que aumenta al disminuir la temperatura, por incremento del consumo en calefacción. A altas temperaturas, mayores a unos 20 °C, el consumo específico se estabiliza en un valor aproximadamente constante cercano a 2 m<sup>3</sup>/día-usuario, que está asociado al llamado consumo base, constituido por la cocción y el calentamiento de agua sanitaria.

Cuando se analizan las principales regiones del país, se observa que todas estas muestran distribuciones log-normales, similares pero con distintos valores medios y medianas. La mediana de una distribución, que denotamos como  $Q_{mediana}$ , es el consumo que divide la población de usuarios en dos mitades iguales: los que consumen más de

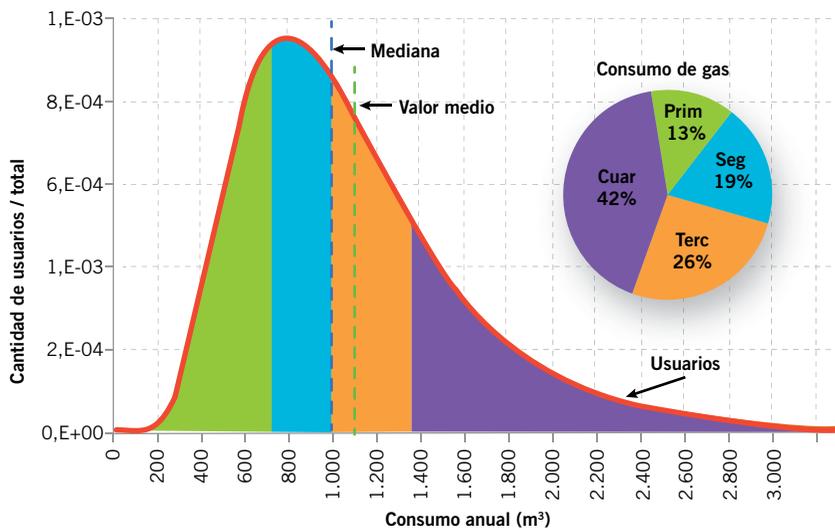


Figura 1. Distribución de la cantidad de usuarios según su consumo anual dividido en cuartiles de igual número de usuarios. En el diagrama circular se indica la distribución del total del gas consumido por cada cuartil. Mientras el primer cuartil consume el 13% del total, el cuarto capta el 42% del total.

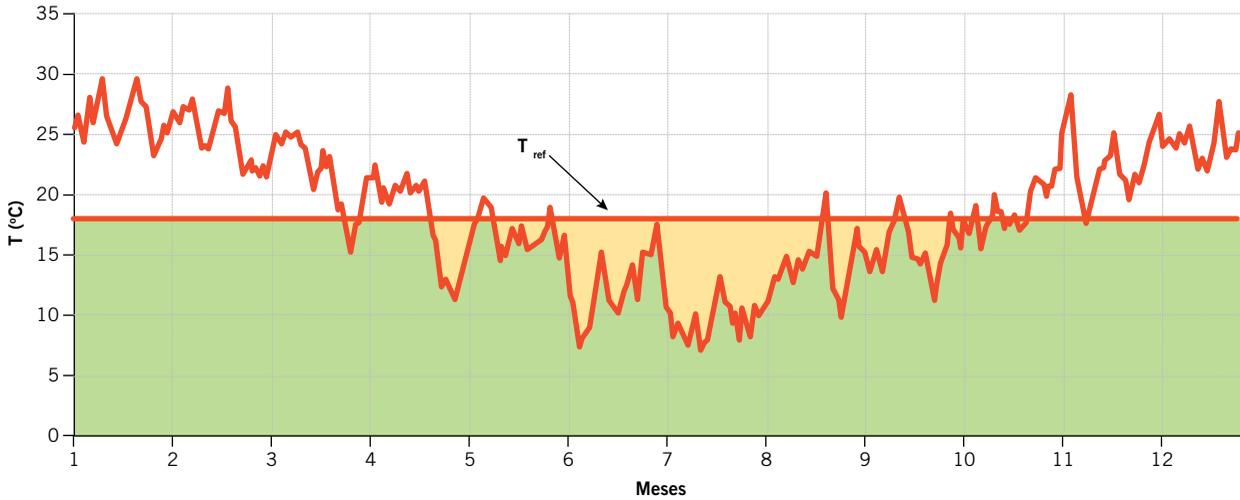


Figura 3. Representación de la temperatura media diaria a lo largo de un año; la línea horizontal representa la temperatura de  $T_{ref}=18\text{ }^{\circ}\text{C}$ , la DGD\_a viene dada por el área sombreada de este gráfico.

este valor y los que consumen menos. El valor de  $Q_{mediana}$  está relacionado con el consumo promedio por usuario. El consumo promedio,  $Q_{medio}$ , se obtiene del cociente entre el consumo residencial total y el número de usuarios de cada mes o año. Estos datos de consumo son reportados por las distribuidoras y se publican en la página web del ENARGAS.<sup>8</sup> En la figura 2 se muestra la relación observada entre estas variables.

### Modelo de consumos medio

El consumo residencial diario medio se compone de un consumo base, asociado al calentamiento de agua y cocción, que es aproximadamente constante a lo largo del año. Por su parte, el consumo asociado a la calefacción, que es fuertemente dependiente

de la temperatura, más específicamente, el consumo de calefacción depende de la diferencia entre una temperatura de referencia interior,  $T_{ref}$ , y la temperatura media exterior,  $T_{media}(i)$  de cada día  $i$ . A esta diferencia la llamamos Deficiencia Grado Día\_dia (DGD\_d)  $(i) = (T_{ref} - T_{media}(i))$ . En general, se adopta como temperatura de referencia interior,  $T_{ref} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ , que implica suponer que los usuarios en promedio comienzan a usar la calefacción en forma progresiva cuando la temperatura es inferior a  $\approx 18\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Por lo tanto, el consumo diario promedio por usuario,  $Q_{R\_usuario}$  para un día  $i$ , será:

$$Q_{R\_usuario}^{(i)} = Q_{base} + B \cdot (T_{ref} - T_{media}^{(i)}) \Big|_{T_{media} < T_{ref}} \quad (1)$$

Aquí  $Q_{base} \gg 2\text{ m}^3/\text{día}$  y  $B$  una constante de proporcionalidad que depende de la superficie media de la

envolvente de la vivienda y su conductividad térmica media. Si  $T_{media}$  es mayor a  $T_{ref}$ , no hay consumo por calefacción. De este modo, el consumo anual destinado a la calefacción resulta proporcional al parámetro:

$$DGD\_a = \sum_{i=1}^{i=365} (T_{ref} - T_{media}) \Big|_{T_{media} < T_{ref}} \quad (2)$$

conocido como la Deficiencia Grado Día anual (DGD\_a) de cada zona. Si se grafica la temperatura media diaria a lo largo de un año, como se ilustra en la figura 3, la DGD\_a viene dada por el área sombreada de este gráfico. Cuando más grande está esta área, mayor será el consumo destinado a calefacción.

En la figura 4 se muestra la variación del consumo específico como función de la DGD\_d para varias re-

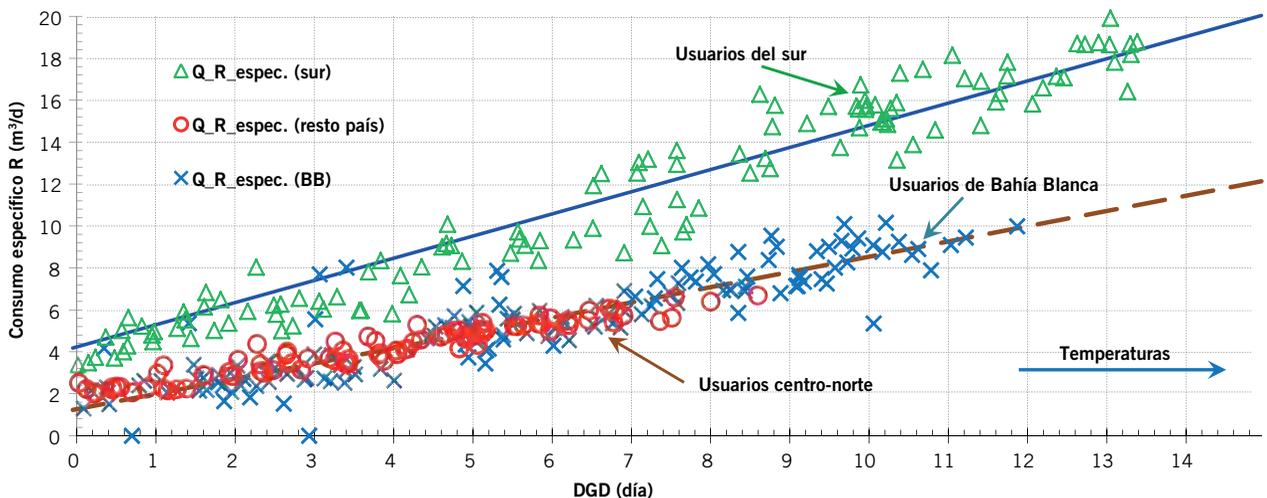


Figura 4. Variación del consumo específico residencial como función de la Deficiencia Grado Día (DGD\_d). Los símbolos corresponden a los consumos diarios medios de cada mes; la DGD\_d es, asimismo, el promedio de la deficiencia grado del mes. Los círculos corresponden a los usuarios de la zona central y norte del país. Las cruces pertenecen a la zona de Bahía Blanca y los triángulos a los usuarios al sur del Río Colorado. La línea sólida marrón, es un ajuste a los datos de la zona centro-norte del país. Se observa que un determinado valor de la DGD, o sea a una temperatura dada, en el sur se consume aproximadamente el doble que en el resto del país.

15-19  
JUNE  
2014

Moscow, Russia



# 21<sup>st</sup> World Petroleum Congress BOOK YOUR DELEGATE PLACES NOW SAVE €800!

EARLY BIRD DISCOUNT ENDS 15 DECEMBER

Register at [www.21wpc.com](http://www.21wpc.com)

Reserve your exhibition space/sponsorship now

National sponsors



Platinum sponsors



ExxonMobil



TOTAL

ZARUBEZHNEFT

Official  
Publication

FIRST WORLD  
PETROLEUM

Official  
Partner

EY  
Building a better  
working world

Gold sponsors



LUKOIL



TATNEFT

Silver sponsors



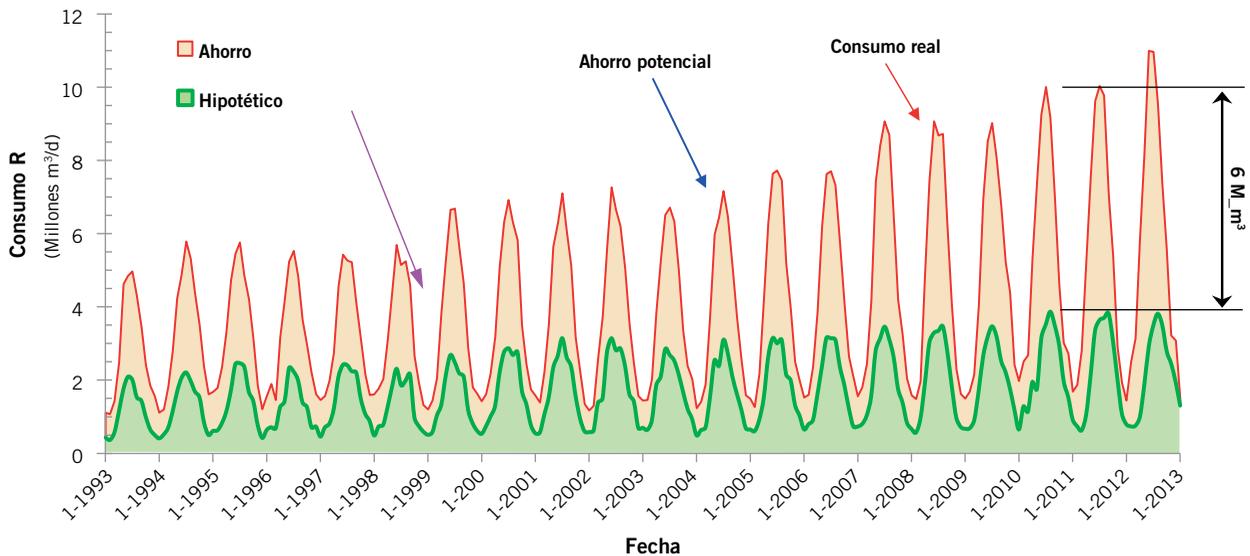


Figura 5. Variación de los consumos residenciales totales en la zona sur. La curva delgada superior (roja) representa los consumos realmente observados. La curva verde que rodea el área amarilla (oscura) representa el consumo residencial de la zona sur si esta región tuviese un consumo específico como el resto del país, pero respetando sus escenarios térmicos reales. El área verde (superior) indica la magnitud del posible ahorro diario medio de gas, cuya aproximación sería de unos 6 millones de m<sup>3</sup>/día en los días más fríos.<sup>11</sup>

giones del país. Se toman como base los datos de consumos mensuales desde 1993 a 2012.

Esta figura 4 muestra que el consumo específico destinado a calefacción varía linealmente con DGD<sub>d</sub>, de acuerdo con la Ec.(1); de hecho, los parámetros  $Q_{base}$  y B, pueden obtenerse de estos gráficos. De esta forma, se espera que el consumo anual resulte proporcional a la DGD<sub>a</sub>. Es interesante señalar que varias normas internacionales y nacionales, que permiten estimar los consumos de calefacción, utilizan la proporcionalidad del consumo de energía con la DGD<sub>a</sub>.<sup>9</sup> En el Apéndice A se discute un modelo simplificado que permite comprender esta dependencia. Así, de la línea marrón de la figura 4, que describe un consumo medio diario, se puede obtener el consumo medio anual de gas de la región centro-norte, dependiente de la DGD<sub>a</sub> según la expresión:

$$Q_{R_{medio}} \left[ \frac{m^3}{año} \right] \approx 0,60 \cdot DGD_a + 500 \quad (3)$$

## Consumos en la región sur de Argentina

Como puede apreciarse de la figura 4, los usuarios al sur del Río Colorado tienen un comportamiento diferente al resto del país. Estos usuarios están representados por los símbolos triangulares en esta figura, y genéricamente lo designamos como sur. Para un

determinado valor de la DGD<sub>d</sub>, en el sur se consume aproximadamente el doble que en el resto del país. En otras palabras, a una misma temperatura diaria, el consumo por usuario en el sur es el doble del consumo por usuario del centro o norte de la Argentina. Un hecho notable de esta figura, que ilustra y en cierto modo explica la diferencia de consumo entre la zona centro-norte y sur, es el comportamiento de la subzona Bahía Blanca, representado por cruces. Esta subzona tiene temperaturas intermedias entre las dos regiones (centro-norte y sur); sin embargo, su comportamiento cae en la misma sistemática de la región centro-norte, consistente con el hecho de que el subsidio de la zona sur no llega a Bahía Blanca. Por lo tanto, sugiriendo que la explicación de este comportamiento diferente entre las regiones centro-norte y sur, es consecuencia de estos subsidios.

Este patrón en el comportamiento de los usuarios se ha mantenido prácticamente invariable a lo largo de los últimos 20 años<sup>6</sup>. Varios estudios independientes<sup>10</sup> indican que los requerimientos de energía en viviendas del sur constituyen un consumo anual por metros cuadrados [m<sup>2</sup>] de más del doble que los valores correspondientes en viviendas de países de Europa (Suecia, Alemania y Holanda) con condiciones climáticas similares. Toda esta información y análisis indica que es necesario promover medidas que tiendan a generar conductas

que promuevan un uso más eficiente del gas y, en general, de la energía en todo el país, pero particularmente en el sur.

Este patrón de consumo, en gran medida, puede explicarse por la diferencia tarifaria. El costo del gas natural en la zona sur es aproximadamente la mitad del costo de las zonas del resto del país. Nótese que este incremento de consumo de la zona sur respecto del resto, se observa a una misma temperatura. El hecho de que en el sur las temperaturas medias sean menores que en el resto del país, se evidencia en que los datos de consumos específicos de la zona sur se agrupan con mayor probabilidad en la zona de más bajas temperaturas, o sea mayores valores de DGD<sub>d</sub>, de la figura 4.

En la figura 5 se muestra la variación del consumo diario a lo largo del tiempo en la zona sur. La curva delgada superior (roja) indica la magnitud de los consumos residenciales realmente observados. La curva de trazo grueso inferior (verde) indica la variación hipotética del consumo en la zona sur si esta tuviese el mismo comportamiento que el resto del país, pero con escenarios térmicos propios de esas zonas. Es interesante notar que la magnitud de los posibles ahorros de gas es del orden de 6 millones de metros cúbicos diarios en los días con mayor consumo.

La magnitud de estos volúmenes de gas es muy significativa, es casi el 50% de las importaciones de Bolivia.

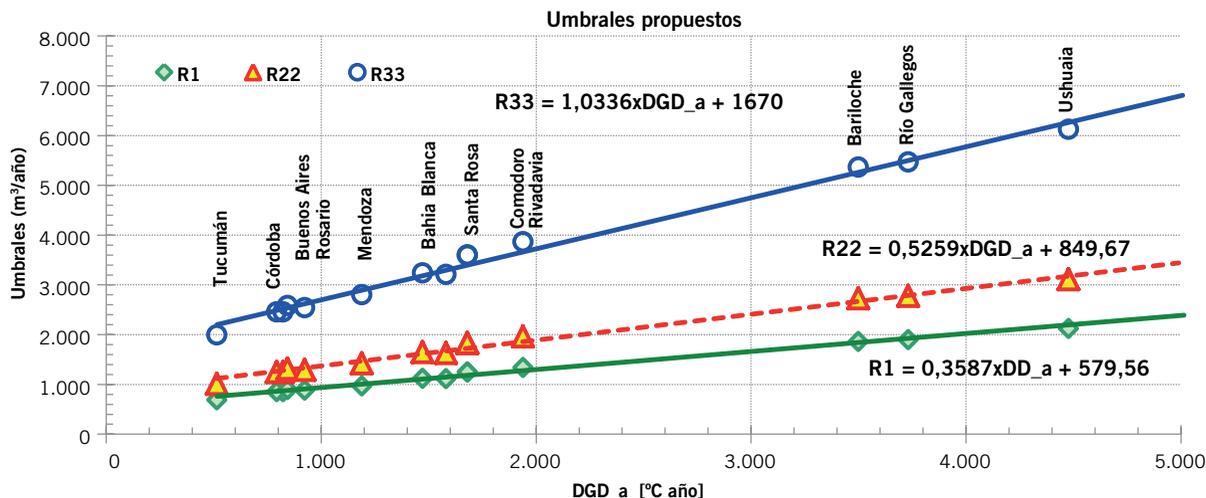


Figura 6. Variación de los umbrales de consumos R1, R22 y R33 en función del DGD anual para distintas ciudades del país, obtenidos con el modelo propuesto. La línea continua indica el ajuste lineal a los datos de todas las ciudades del país.

Estos volúmenes, convertidos en energía eléctrica, podrían abastecer una central de ciclo combinado de unos 1.200 MW, equivalentes a la energía producida por una central eléctrica del tamaño de Embalse de Río III y 2 Atuchas I combinadas.

Esta distorsión en los consumos tiende a perpetuarse en el tiempo, debido a que los umbrales establecidos para caracterizar a los usuarios residenciales, en las distintas categorías tarifarias, es decir, los R1, R21, etcétera, se definieron en base a los datos históricos de consumos. Por lo tanto, dichos umbrales de categorización tienden a mantener las distorsiones.

## Umbrales que promuevan un uso eficiente del gas

Una posible manera de desestimular el exceso de consumo, y al mismo tiempo proteger a los usuarios de menores ingresos, sería redefinir los umbrales de consumo que determinan las categorías tarifarias residenciales en la zona sur.

En Argentina, los usuarios residenciales se categorizan en 8 particiones: R1, R21, R22, R23, R31, R32, R33 y R34 según el consumo registrado en su último año. En general, los umbrales que separan cada partición reflejan los consumos históricos que, como señalamos previamente, tienden a perpetuar las posibles distorsiones. El criterio que se propone para definir los umbrales de consumo para las distintas categorías es el siguiente:

Para cada subzona tarifaria se toman los registros térmicos de los últimos 10 años; con ellos se evalúan

las DGD\_a de cada región. Usando la Ec.(3) se estima los consumos medios. Con este valor, usando la curva de la figura 2, se estima la mediana de la distribución de consumo.

Conociendo la mediana de la distribución de los usuarios, similar a la figura 1. Se divide la población de usuarios en 8 grupos de igual número y se obtienen los umbrales de cada categoría. La figura 6 ilustra, a modo de ejemplo, el resultado de aplicar este procedimiento para el caso de los umbrales de las categorías R1, R22 y R33.

Si se restringiesen los subsidios de gas solo al primer cuartil de menor consumo, se podría continuar beneficiando a muchas familias de menores ingresos, impactando únicamente en una fracción modesta del volumen total de gas, el 13%. Por otra parte,

en los usuarios de mayor consumo, no alcanzados por los subsidios, se generaría un fuerte incentivo para que efficienten su consumo.

Existen estudios que indican que con relativamente moderadas inversiones, en mejoras de la aislación térmica en viviendas, tienen un impacto muy importante en el consumo<sup>12</sup>, y justamente los usuarios de las categorías más altas son quienes tienen las mayores posibilidades de realizar estas mejoras.

En muchos países de la Unión Europea<sup>13</sup>, desde hace varios años, se han impulsado programas de eficiencia energética en edificios que han logrado bajar el consumo de viviendas familiares a un promedio del orden de los 150 kWh/m<sup>2</sup>.año. Como puede verse en la figura 7, en Argentina los consumos por calefacción son altamente superiores a los de Europa.

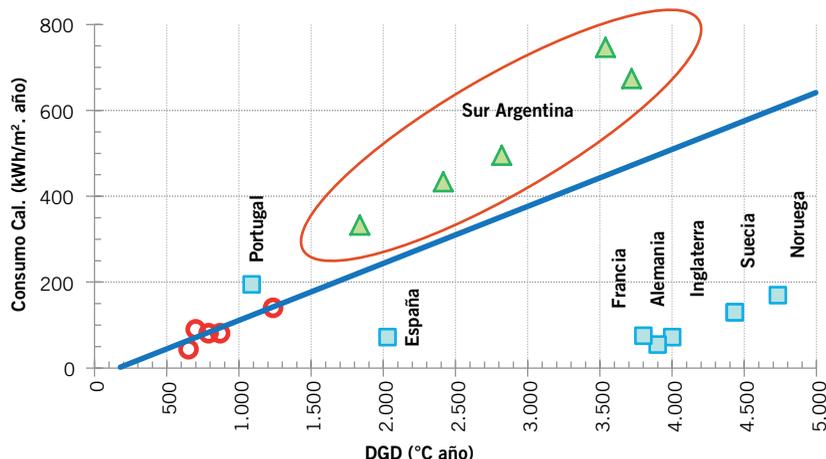


Figura 7. Consumo de energía por metro cuadrado para distintas regiones de Argentina y de Europa como función de la DGD. Los círculos rojos indican consumos en Argentina en las zonas al norte del Río Colorado. Los consumos al sur están representados con triángulos verdes. El hecho de que los consumos en varios países de Europa, con igual o mayor valor de la DGD, sean más bajos que en Argentina, señala la importancia de las buenas prácticas constructivas que han venido impulsando esos países.

Este gráfico pone en evidencia que es posible disminuir considerablemente nuestros consumos en calefacción.

## Conclusión

En el presente trabajo se muestra que la distribución del consumo de gas en Argentina sigue una distribución log-normal, estando la mediana de esta distribución relacionada linealmente con el consumo medio anual de cada zona. Este consumo medio anual se puede estimar a partir de la Deficiencia Grado Día<sub>anual</sub> de cada lugar.

Asimismo, se propone un esquema de determinación de umbrales de consumo para todas las categorías de usuarios del país, intentando establecer un criterio de equidad entre las distintas zonas tarifarias que, respetando las condiciones climáticas, induzca a los usuarios a un uso más racional y eficiente del gas en Argentina.

Un esquema de este tipo permitiría lograr un ahorro importante de gas, cercano a los 6 millones de m<sup>3</sup> diarios solo en el sur que, convertidos en potencia eléctrica, podrían abastecer una central de ciclo combinado de aproximadamente 1.200 MW.

En el año 2008 el Poder Ejecutivo Nacional sancionó el Decreto N° 2067/08, el cual establece un cargo específico que integra un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural.<sup>14</sup> Este cargo se aplica a las categorías de mayor consumo anual, más específicamente, usuarios R31 y superiores. Con este cargo, los usuarios con mayor consumo ven reflejado este cargo en la facturación. Esto, en parte tiende a promover un uso más eficiente pero en particular, en la zona sur, no es suficientemente efectivo, ya que los mismos umbrales de definición de estas categorías mantienen la distorsión, por lo que sería conveniente realizar una revisión crítica de los valores de la segmentación de las categorías.

Finalmente, dado que los recursos energéticos como el gas natural no son ilimitados, sería conveniente modificar el esquema de subsidio actual, sin dejar de atender a los sectores de más bajos recursos, pero proponiendo un esquema que "premie" el uso eficiente de la energía.

Las opiniones y los puntos de vista vertidos en este trabajo son responsabilidad exclusiva de los autores.

## Apéndice A

### Consumo de calefacción

En este apéndice (ENARGAS, 1992) deseamos plantear un modelo muy simplificado, pero que hace posible comprender la dependencia del consumo de gas con el uso de la calefacción, descrito por la figura 4 o la Ec.(3). Desde luego, la simplificación presentada aquí tiene un carácter didáctico, que hace plausible dicha dependencia, más que intentar explicar todos los complejos procesos que tienen lugar en una vivienda.<sup>8</sup>

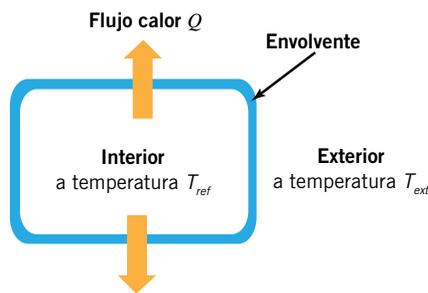


Figura 8. Modelo simplificado de un recinto cerrado a una temperatura interior  $T_{ref}$  en un medio externo a temperatura  $T_{ext}$ . El flujo de calor será proporcional a la diferencia de temperatura ( $T_{ref} - T_{ext}$ ) y a la conductividad térmica de la envolvente.

En la figura 8 se muestra un modelo simplificado de un recinto cerrado a temperatura interior,  $T_{ref}$ , en un medio externo a temperatura exterior,  $T_{ext}$ . El calor que se pierde por día,  $Q_{dia}$ , será proporcional a la diferencia de temperatura ( $T_{referencia} - T_{media\_exterior}$ ). De este modo, el consumo por calefacción,  $Q_{calefaccion}$ , a lo largo de un año resultará:

$$Q_{cal} \approx k \cdot DGD_a \quad (4)$$

Donde  $DGD_a$ , es la deficiencia grado día al año, dada por la Ec.(2) y  $k$  una constante que depende de la conductividad media de la envolvente y su área. En la Norma IRAM 11.6048 se discuten modelos más realistas. Para obtener el consumo residencial, al consumo de calefacción debemos sumar el consumo base, asociado con la cocción y el calentamiento de agua, que es casi independiente de la temperatura. ■

### Referencias

ENARGAS. (1992). Marco Regulatorio del Gas Ley 24.076 de la Nación Argentina. [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)  
 1 Modelo de predicción de consumo de gas

natural en la República Argentina. S.Gil et al. Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XL, N03, Sup. Tecn. 1,1 – Junio (1999).

2 Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I - S. Gil, et al. Gas & Gas. Pub. para la Industria Gasífera - Año IV- N° 48, 24-30 (2002) y IV- N° 49 (2002).  
 3 Generalized model of prediction of natural gas consumption, Sigils et al. Journal of Energy Resources Technology Journals of The American Association of Mechanical Engineers (ASME International), junio de 2004.  
 4 Resolución ENARGAS N° 1/566 [http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Resoluciones/Data/R08\\_i0566.pdf](http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Resoluciones/Data/R08_i0566.pdf)  
 5 Distribución log-normal – Wikipedia. [http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n\\_log-normal](http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_log-normal)  
 6 Marco Regulatorio del Gas Ley 24.076 de la Nación Argentina - [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)  
 7 Resoluciones ENARGAS I/409/2008, y artículo 10 del Decreto 181/04. [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)  
 8 Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, ENARGAS. [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)  
 9 Norma Argentina de aislamiento térmico de edificios, IRAM 11604- 2001 [www.iram.org.ar](http://www.iram.org.ar)  
 10 Eficiencia en el uso del gas natural en viviendas unifamiliares de la ciudad de Bariloche, A. D. González , E. Crivelli , S. Gortari, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 10, p (07-01), 2006.  
 11 Posibilidades de ahorro de gas en Argentina. Hacia un uso más eficiente de la energía, S. Gil, Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) L, N02, (pág. 80-84), abril de 2009). ISSN 0031-6598.  
 12 Ahorro energético en el consumo de gas residencial mediante aislamiento térmico en la construcción, V. L. Volantino, P. A. Bilbao, Unidad Técnica Habitabilidad Higrotérmica – INTI Construcciones -Instituto Nacional de Tecnología Industrial, P. E. Azqueta, P. U. Bittner, A. Englebert, M. Schopflocher, integrantes del Comité Ejecutivo de INTI Construcciones; Comisión de Trabajo URE en Edificios. <http://www.mastropor.com.ar/Novedades/07AHORRO.pdf>  
 13 Europe's buildings under the microscope, A country-by-country review of the energy performance of buildings. 2011 by Buildings Performance Institute Europe (BPIE). [http://www.bpie.eu/country\\_review.html](http://www.bpie.eu/country_review.html)  
 14 ENARGAS [http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Resoluciones/Data/R09\\_i0615.htm](http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Resoluciones/Data/R09_i0615.htm)

¿Está buscando  
**oportunidades de inversión**  
en **E&P** de petróleo y gas?

Venga a LATINVE&P,  
sea **un agente de cambio**  
en la industria



## FORO & EXPOSICIÓN **LATINVE&P** 2014

26-28 de marzo | Lima, Perú

### El **evento latinoamericano** de *upstream* por excelencia

Un foro de diálogo y exposición de negocios enfocados tanto en la promoción de oportunidades de inversión ofrecidas por gobiernos y empresas, como en el análisis de desafíos y búsqueda de soluciones para el desarrollo de negocios en la exploración y producción de petróleo y gas en Latinoamérica y el Caribe.

#### Únase al foro

- Obtenga un panorama regional de las rondas de licitación y otras oportunidades en E&P así como de condiciones e incentivos a la inversión, directamente de los organismos estatales y empresas privadas.
- Adhiérase a excelentes expositores en el análisis de oportunidades, estrategias, desafíos y soluciones para el desarrollo de negocios en el upstream y acceso a nuevos recursos hidrocarburíferos.

#### Exponga su prospecto

Participe de una plaza de mercadeo regional única donde su organización podrá promover, ofertar, evaluar o adquirir prospectos de negocio así como recursos y servicios críticos.



[www.latinvep.org](http://www.latinvep.org)

ORGANIZAN



[infolatinvep@arpel.org.uy](mailto:infolatinvep@arpel.org.uy)

# Una nota de color

Por *Ing. Carlos Casares*

**Un paseo por la composición del color, con el que se relaciona toda nuestra existencia, analizado a fondo.**

## El color

### El color es un aspecto importante en nuestras vidas

Todas las facetas de nuestra existencia están relacionadas con el color; desde la ropa que usamos, el gusto por seleccionarla, la mayor o menor atracción a los distintos colores de la naturaleza, hasta su influencia en las artes gráficas y en la decoración.

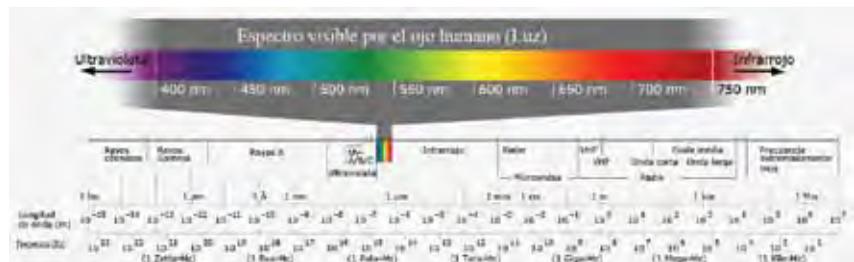
Si buscamos la definición de color de la Real Academia Española (RAE), encontraremos lo siguiente:

- Sensación producida por los rayos luminosos que impresionan los órganos visuales y que depende de la longitud de onda.
- Propiedad de la luz transmitida, reflejada o emitida por un objeto, que depende de su longitud de onda.

En definitiva, el color es una percepción visual que se genera en el cerebro al interpretar las distintas seña-

las nerviosas que le envían los fotorreceptores de la retina del ojo, respecto de las longitudes de onda que captan de la parte visible del espectro de la radiación electromagnética. La luz de cada una de estas longitudes de onda es percibida en el cerebro humano como un color diferente.

Debido a que el proceso de identificación de colores depende del cerebro y del sistema ocular de cada persona en concreto, podemos medir con toda exactitud el espectro de un color determinado, pero el concepto del color producido es totalmente subjetivo, dependiendo de la persona en sí. Dos



*La palabra espectro (del latín spectrum, “aparición” o “aparición”), fue utilizada por Newton en el año 1671, al describir sus experimentos en óptica.*

personas diferentes pueden interpretar un color dado de forma distinta, y puede haber tantas interpretaciones de un color como personas hay.

El espectro electromagnético está constituido por todos los posibles niveles de energía de la luz. De todo el espectro, la porción que el ser humano es capaz de percibir es muy pequeña, en comparación con todas las existentes.

Dos de las primeras explicaciones del espectro visible vienen de Isaac Newton, que escribió sus “experimentos de óptica”, y de Johann Wolfgang Goethe, en su “Teoría de los colores”, a pesar de las tempranas observaciones que fueron hechas por Roger Bacon, que por primera vez reconoció el espectro visible en un vaso de agua, cuatro siglos antes de los descubrimientos de Newton.

En sus experimentos de óptica, Newton observó que cuando un estrecho haz de luz solar incidía sobre un prisma de vidrio triangular con un determinado ángulo, una parte del haz de luz se reflejaba y otra pasaba a través del vidrio y se desintegraba en diferentes colores. Asimismo, hizo converger estos mismos rayos de color en una segunda lente para formar nuevamente luz blanca. Con ello, demostró que la luz solar está compuesta por todos los colores del arco iris (todos los colores del espectro electromagnético visible por el ser humano).

Cabe tener en cuenta que el ojo humano solo percibe las longitudes de onda cuando la iluminación es abundante; por lo tanto, con poca luz se ve prácticamente en blanco y negro.

### Los colores primarios

Un color primario es un color que no se puede crear mezclando otros colores del espectro de colores visibles. Los colores primarios se pueden mezclar entre sí para producir la mayoría de los colores. Al mezclar dos colores primarios en partes iguales, se produce lo que se conoce como color secundario.



Esta teoría fue desarrollada por la Escuela francesa de pintura en el siglo XVIII, y se la conoce como modelo de color RYB (Red, Yellow, Blue = rojo, amarillo, azul). Hoy en día ya es in-

adecuada e imprecisa, aunque se sigue aplicando en las escuelas de bellas artes, pintura y diseño gráfico.



adecuada e imprecisa, aunque se sigue aplicando en las escuelas de bellas artes, pintura y diseño gráfico.

Posteriormente, tras el desarrollo del impresionismo en el siglo XIX, y con el desarrollo de la teoría ondulatoria de la luz, se encontraron pistas para determinar con mayor precisión los colores primarios, de tal manera que se encontró que ni el azul ni el rojo son colores primarios, puesto que estos pueden obtenerse de la mezcla de varios tintes, siendo los tonos exactos el color cercano al azul cian y el tono cercano al rojo magenta, surgiendo de esta manera el modelo de color CMYK (Cyan, Magenta, Yellow y Key o Black = cian, magenta, amarillo y negro). Al mismo tiempo, con la difusión de la fotografía y del cine, se encontró que la luz, al mezclarse selectivamente, obtenía un modelo de color diferente al de la mezcla de pinturas y recíproco a este, por lo cual se definió otro modelo de color RGB (Red, Green, Blue = rojo, verde, azul).

La diferencia entre el modelo CMY y el RGB se debe a que el mecanismo de mezcla y producción de colores producidos por la reflexión de la luz sobre un cuerpo no es el mismo al de la obtención de colores por mezcla directa de rayos de luz.

Veamos todo esto con un poco más de detalle.

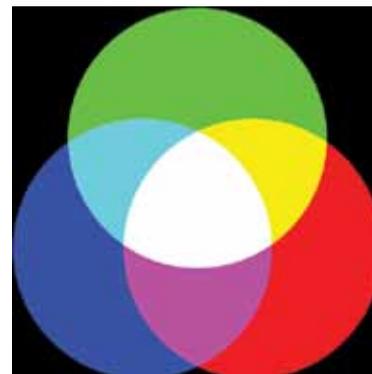
### Colores primarios de la luz (RGB)

El modelo de colores RGB es el que formarían los colores primarios de la luz, ya que con ellos se pueden repre-

sentar todos los colores, siendo negro la oscuridad absoluta y blanco, la claridad absoluta y la mezcla de estos tres colores.

Thomas Young, partiendo del descubrimiento de Newton por el que la suma de los colores del espectro visible formaba luz blanca, realizó un experimento con linternas con los seis colores del espectro visible; proyectando estos focos y superponiéndolos llegó a un nuevo descubrimiento: para formar los seis colores del espectro solo hacían falta tres colores y, además, sumando los tres se formaba luz blanca.

Este proceso, denominado “mezcla, reproducción o síntesis aditiva” (al obtener un color de luz determinado por la suma de otros colores), normalmente utiliza luz roja, verde y azul para producir el resto de los colores. Combinando uno de estos colores primarios con otro en proporciones iguales produce los colores aditivos secundarios (más claros que los anteriores), cian, magenta y amarillo. La ausencia de los tres da el negro, y la suma de los tres da el blanco.



Estos colores primarios no son una propiedad fundamental de la luz, sino un concepto biológico, basado en la respuesta fisiológica del ojo humano a la luz. Aunque la sensibilidad máxima del ojo humano no se logra exactamente en las frecuencias del rojo, del verde y del azul, son los colores que se eligen como primarios, porque con ellos es posible estimular los receptores de color del ojo de manera casi independiente.

Los televisores y los monitores de computadoras son las aplicaciones prácticas más comunes de la síntesis aditiva.

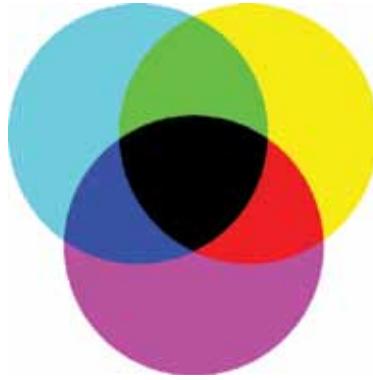
James Clerk Maxwell tiene el mérito de ser el padre de la síntesis aditiva. Hizo que el fotógrafo Thomas Sutton fotografiara un estampado escocés tres veces, cada vez con un filtro de color diferente sobre la lente. Las tres imágenes fueron proyectadas en una pantalla con tres proyectores distintos, cada uno equipado con el mismo filtro de color utilizado para tomar las imágenes. Al unir los tres focos, formó una imagen a todo color; demostrando de este modo los principios de la síntesis de color.

### Colores primarios pigmentales (CMY)

Tradicionalmente, los colores rojo, amarillo y azul se consideran los pigmentos primarios del mundo del arte. Sin embargo, esto no es técnicamente cierto, o al menos es impreciso. Los tres colores primarios de la pigmentación son el magenta, el amarillo y el cian. El azul y el rojo son pigmentos secundarios, pero son colores primarios del modelo de colores de la luz, junto con el verde.

Cuando la luz incide sobre un objeto, su superficie absorbe ciertas longitudes de onda y refleja otras. Solo las longitudes de onda reflejadas podrán ser vistas por el ojo y, por tanto, en el cerebro solo se percibirán esos colores. Este proceso se denomina "mezcla, reproducción o síntesis sustractiva".

Es un proceso diferente al de la luz natural o luz artificial, que tiene todas las longitudes de onda y que todo el proceso tiene que ver tan solo con luz, mientras que en los colores que percibimos en un objeto hay que tener en cuenta también el objeto en sí,



que tiene capacidad de absorber ciertas longitudes de onda y reflejar las demás.

En la síntesis sustractiva, propia de la mezcla de pinturas, tintes, tintas y colorantes naturales (para crear colores), el blanco solo se da bajo la ausencia de pigmentos, y utilizando un soporte de ese color y el negro es resultado de la superposición de los colores cian, magenta y amarillo.

Consideremos una manzana "roja". Cuando es vista bajo una luz blanca, parece roja. Pero esto no significa que emita luz roja, que sería el caso de una síntesis aditiva. Si lo hiciese, seríamos capaces de verla en la oscuridad. En lugar de eso, absorbe algunas de las longitudes de onda que componen la luz blanca, reflejando solo aquellas que el humano ve como rojas. Ve la manzana roja debido al funcionamiento particular de su ojo, y a la interpretación que hace el cerebro de la información que le llega proveniente del ojo.

El color que parece que tiene un determinado objeto depende de qué partes del espectro electromagnético son reflejadas por él, o dicho a la in-

versa, qué partes del espectro son absorbidas.

La aplicación práctica de la síntesis sustractiva es la impresión a color y los cuadros de pintura. En la impresión a color, las tintas que se utilizan para reproducir toda la gama del espectro de colores visible son el cian, el magenta y el amarillo.

En definitiva, el cian es el opuesto al rojo, lo que significa que actúa como un filtro que absorbe dicho color. La cantidad de cian aplicada a un papel controlará cuánto rojo mostrará. Magenta es el opuesto al verde y amarillo el opuesto al azul. Con este conocimiento, se puede afirmar que hay infinitas combinaciones posibles de colores, aunque por varias razones también suele usarse la tinta negra.

El origen de los nombres magenta y cian procede de las películas de color inventadas en 1936 por Agfa y Kodak. El color se reproducía mediante un sistema de tres películas, una sensible al amarillo, otra sensible a un rojo púrpura y una tercera a un azul claro. Estas casas comerciales decidieron dar el nombre de magenta al rojo púrpura y cian al azul claro. Estos nombres fueron admitidos como definitivos en la década de 1950 en las normas DIN que definieron los colores básicos de impresión.

En la síntesis sustractiva el color de partida siempre suele ser el color acromático blanco, el que aporta la luz (en el caso de una fotografía el papel blanco, si hablamos de un cuadro es el lienzo blanco); es un elemento imprescindible para que las capas de color puedan poner en juego sus capacidades de absorción.

Cuando alguien pinta con lápices de colores sobre un papel blanco, en

*El origen de los nombres magenta y cian procede de las películas de color inventadas en 1936 por Agfa y Kodak. El color se reproducía mediante un sistema de tres películas, una sensible al amarillo, otra sensible a un rojo púrpura y una tercera a un azul claro. Estas casas comerciales decidieron dar el nombre de magenta al rojo púrpura y cian al azul claro. Estos nombres fueron admitidos como definitivos en la década de 1950 en las normas DIN que definieron los colores básicos de impresión.*

iapg

www.iapg.org.ar

# A AOG

X ARGENTINA OIL&GAS  
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

**5 – 8.10.2015**  
La Rural Predio Ferial  
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

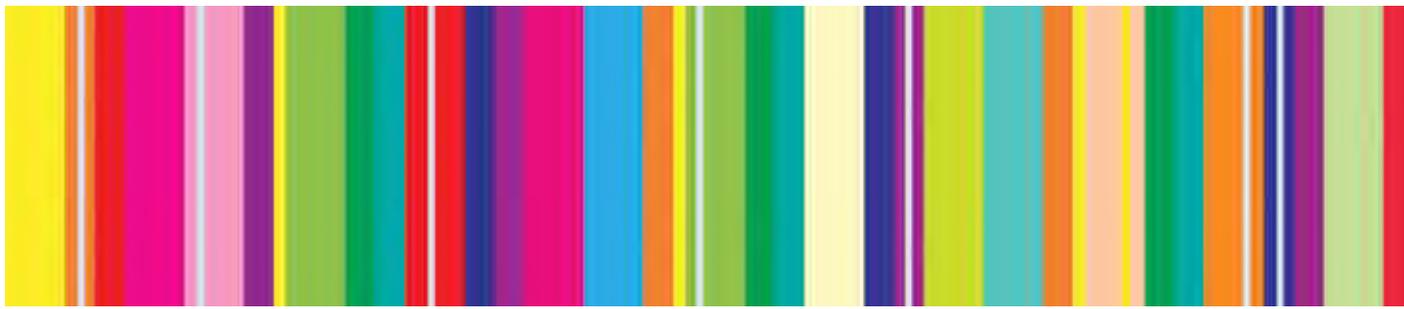
iapg

INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



messe frankfurt

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: +54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



realidad lo que hace es sustraer del blanco el complemento del color con que pinta (absorbiéndolo), reflejando el color utilizado para pintar. Cuando alguien, en vez de usar papel blanco emplea papel marrón, sabe que los colores no serán bien reproducidos aunque nadie le haya explicado que ese papel marrón está sustrayendo una importante parte del espectro al absorberla selectivamente.

La razón principal de que la tinta negra se use con el cian, magenta y amarillo, conformando el modelo CMYK, es que estas tres últimas tintas, en la práctica, no pueden combinarse para crear un negro auténtico. Ninguna tinta de color absorberá todas las longitudes de onda que podrían aparecer, lo que significa que todas las mezclas de CMY con total intensidad producirán un resultado algo alejado del negro. Por lo tanto, las tintas de colores se utilizan para producir la tonalidad, mientras que la negra se usa para producir el valor.

### Resumiendo

Todo lo que no es color aditivo es color sustractivo. En otras palabras, todo lo que no es luz directa es luz reflejada en un objeto; la primera se basa en la síntesis aditiva de color, la segunda en la síntesis sustractiva de color.

Además, la mezcla de dos colores primarios aditivos da un color primario sustractivo y viceversa: la mezcla de dos colores primarios sustractivos da un color primario aditivo.

En definitiva, los ocho colores elementales que corresponden a las ocho posibilidades extremas de percepción del órgano de la vista, las posibilidades últimas de sensibilidad de color que es capaz de captar el ojo humano, son los tres colores primarios (síntesis aditiva, colores de la luz), los tres secundarios que resultan de la combinación de dos primarios (síntesis sustractiva, colores pigmentales), más los dos colores acromáticos, el blanco, que es percibido como la combinación de los tres primarios, y el negro que es la ausencia de los tres.

Por lo tanto, colores tradicionales como el violeta, el naranja o el marrón, no son colores elementales.

### Identidad y cualidad de los colores

Los colores son modificados y se identifican por los factores de distinción; estos son: tinte, tono, intensidad, gama, matices y valor.

- **Tinte:** es la cualidad propia de cada color que lo diferencia de otro y que en lenguaje corriente se especifica como rojo, verde, violeta etcétera, y el margen de su cualidad clara u oscura. El tinte es prácticamente la palabra o título que designa a un color, que lo caracteriza y lo distingue de los demás.
- **Tono:** grado de intensidad de que este color es susceptible, según que esté saturado o esté simplemente mezclado con blanco o negro. La máxima intensidad o saturación es aquella que se corresponde a su longitud de onda y carece de blanco y de negro
- **Intensidad:** está determinada por su carácter brillante o apagado. Alude a la claridad u oscuridad



## Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)



de un tono.

- **Gama:** es el conjunto de tonos del mismo color (por ejemplo: gama de rojos).
- **Matices:** es la modificación que este experimenta de agrandarle a otro color que lo cambia sin empañarlo.
- **Valor:** es la cualidad clara u oscura de un color, que se produce por la mezcla o adición a este de blanco, negro o gris de su complementario, y por la influencia de la luz que aquel recibe.

### Funciones expresivas del color

Llamamos colores cálidos a aquellos que van del rojo al amarillo, y colores fríos a aquellos que van del azul al verde. Esta división de los colores en cálidos y fríos radica simplemente en la sensación y experiencia humana. La calidez y la frialdad atienden a sensaciones térmicas subjetivas; los colores cálidos tienen connotación con el fuego y el calor, mientras que los colores fríos nos recuerdan el hielo, el agua, el cielo profundo.

Los colores cálidos dan sensación de actividad, de alegría, de dinamismo, de confianza y de amistad. Los colores fríos dan sensación de tranquilidad, de seriedad, de distanciamiento. Los colores, de alguna manera, nos pueden llegar a transmitir estas sensaciones.

No debemos confundir esto con el término "Temperatura de color", el cual representa la luz que emitiría un cuerpo negro "calentado a una determinada temperatura", comparada con la luz del espectro visible. Dicho de otra manera, todo objeto emite radiación, y más aún cuanto más caliente está. Esta radiación es infrarroja y, por lo tanto, el ojo humano no ve; no obstante, cuando el material está lo suficientemente caliente, emite radiación dentro de la zona visible (luz); al principio como rojo, y según aumenta la temperatura, va recorriendo los diferentes colores, hasta acabar en el azul.

La diferencia del color de luz proporcionada por una vela, una lámpara de incandescencia normal o una lámpara de cuarzo, radica en las distintas

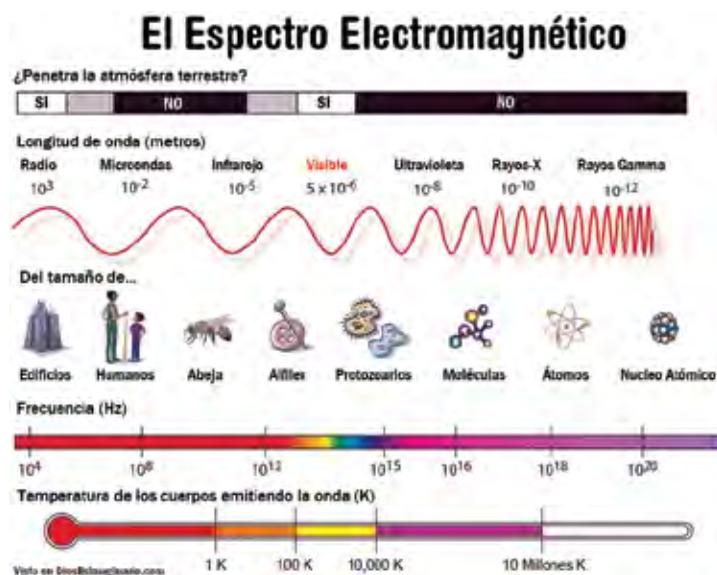
temperaturas de trabajo de su material emisor. En la práctica esto también lo vemos, más o menos, si calentamos un metal, que inicialmente se pone rojizo, y si continuamos calentándolo, adquiere un tono azulado.

### Conclusión

El color está directamente relacionado con la luz y sin esta no podríamos percibir los colores. Además, dependiendo de las características de la luz, podemos apreciar de manera distinta los colores; como así también los colores producen variaciones visuales en los ambientes y en las imágenes, otorgándoles características diferentes a las reales. Todo ello se funda en la teoría del color y en la diferencia entre el color luz (el que proviene de una fuente luminosa coloreada) y el color pigmento o color materia (óleo, témpera, lápices de color, impresiones, etcétera).

El paso del tiempo nos ha permitido conocer cada vez más sobre los colores y la importancia que ellos tienen en nuestras vidas. El ser humano está rodeado de un mundo lleno de colores, desde el momento en que se despierta hasta que se acuesta, todo lo que observa a su paso es color. Estos colores son estimulantes de nuestras emociones y sentimientos, aunque muchas veces no nos demos cuenta. Cada color emite vibraciones características que nos llegan a la mente de distintas maneras y producen efectos diferentes. Cada color tiene un significado en el estado de ánimo y la vida de cada persona; es por ello que cuando se pregunta sobre la preferencia de colores no todos dan la misma respuesta.

Saber un poco más sobre la 'teoría del color' es conocer un poco más de nuestras vidas y nuestras relaciones.



# Ganadores 2013 de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

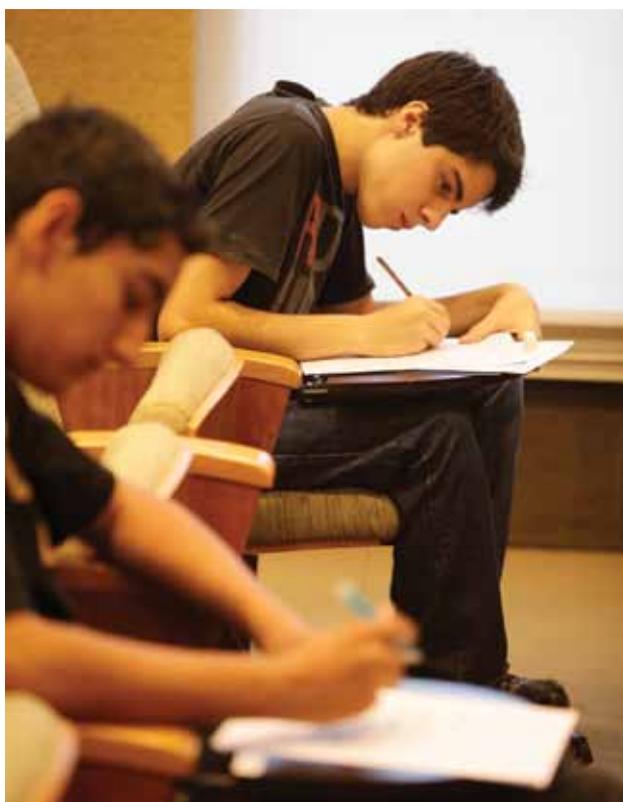
Los mejores trabajos para salvar el futuro del planeta este año profundizaron en la desertificación del suelo y la conservación del agua.

**E**l cuidado del medio ambiente y el respeto por la naturaleza son temas decisivos para el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Por ello, desde hace casi dos décadas, creó las Olimpiadas sobre Preservación del Ambiente, una campaña de concientización entre los más jóvenes.

La Olimpiada, cuyo certamen final se realizó en el mes de noviembre en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, consiste en una competencia anual que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos van desarrollando diferentes temas, hasta llegar a la final. Este año se realizó la edición 19°. Los ganadores de la Olimpiada fueron:

1. **Emanuel Gayo**, del Colegio Emilio Civit (Maipú, Mendoza), cuyo tutor fue el profesor Iván Chaparro.
2. **Florencia Zamarreño**, del Instituto Camwy de Gai-





man (Chubut), cuya tutora fue la profesora Mirna Nomededu.

3. **Diego Cardozo**, del CPEM N° 23 de la Ciudad de Neuquén (Neuquén), cuya tutora fue la profesora Stella Maris Torres.

Además, se otorgó una mención especial al 4° puesto:

4. **Maribel Manzano**, de la Escuela María Auxiliadora de Rodeo del Medio (Mendoza), cuya tutora fue la profesora Vanina Scandura.

Al examen final se acercaron 11 alumnos representando a escuelas de las provincias de Mendoza, Neuquén, Santa Cruz, Chubut y Santa Fe. Estos resultaron ganadores de las sucesivas etapas seleccionadoras, a las cuales se apuntaron inicialmente 1.800 alumnos, provenientes de más de 300 colegios secundarios de todo el país.

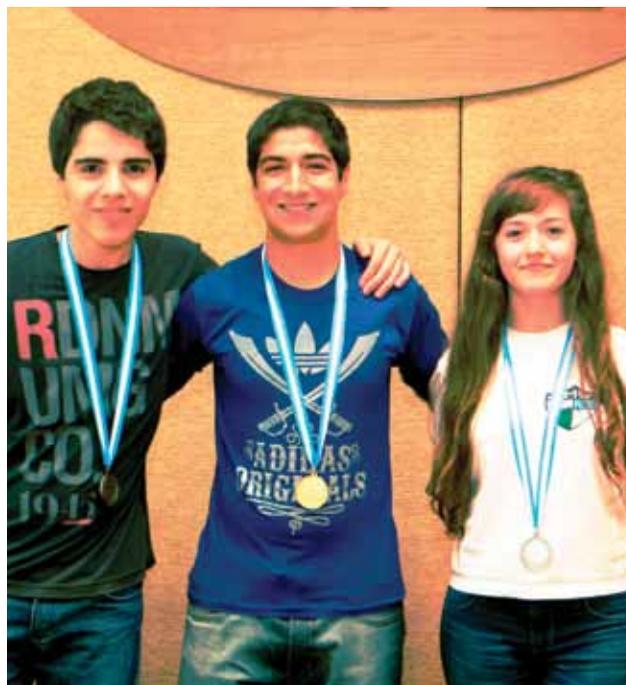
Los principales objetivos de la Olimpiada son incentivar el estudio de la preservación del ambiente en los jóvenes; promover una conciencia social, difundir esta actitud, contribuir al conocimiento de los desarrollos técnicos en el área, y de la labor que realizan las empresas por el cuidado del entorno. Al mismo tiempo, fomentar un sano espíritu de competencia como soporte de la eficiencia personal.

Las etapas de la Olimpiada sobre la Preservación del Ambiente fueron cuatro: una selección local inicial, cuyos ganadores pasaron a una selección zonal y de allí, un certamen semifinancional regional impulsó a los ganadores al certamen final nacional. La selección local se suele realizar en el propio establecimiento educativo; de allí se pasa a los centros educativos habilitados para la selección zonal. Luego, se pasa a la semifinancional regional y, de allí, al certamen final.

Este año, el temario propuesto incluyó:

- Respuesta a derrames de hidrocarburos en agua.
- Uso racional de la energía, consumo eficiente y responsable de la energía en el hogar.
- Desertificación.
- Gestión integral del agua: tratamiento y reuso del agua residual.

Las pruebas finales fueron elaboradas por la Comisión Organizadora y Evaluadora, integrada por Jorge Rizzo y Carlos Girardi de YPF S.A., Mariana Quaglia de Total Austral, Ramiro Cambiasso de Chevron, Cristina Sarabia de



Pluspetrol, el Dr. César Rostagno del Centro Nacional Patagónico (Cenpat) en el tema "Desertificación", y el Lic. Mauricio Faleschini del Centro Nacional Patagónico (Cenpat), por el tema "Uso responsable del agua potable".

Los premios consistieron en becas de estudio para los tres alumnos ganadores (para el primer puesto \$ 1.400 pesos por mes, durante doce meses, para el segundo puesto, \$ 1.200 pesos por mes, durante doce meses y para el tercer puesto, \$ 1.000 pesos por mes, durante 12 meses), órdenes de compra de *notebooks* para sus profesores y computadoras e impresoras para sus colegios.

En el transcurso del almuerzo del Día del petróleo, el 13 de diciembre, se entregó al alumno ganador un Diploma de Honor.

Para el certamen de 2014, aquellos colegios que deseen participar pueden hacerlo a partir del mes de abril, y pedir información a los emails: [mgramirez@iapg.org.ar](mailto:mgramirez@iapg.org.ar) y [apena@iapg.org.ar](mailto:apena@iapg.org.ar) ■

# Se celebró el Día del Petróleo y del Gas

Al cumplirse el 106° aniversario del descubrimiento en el país, la industria volvió a reunirse en pleno para recordar su día.

Por *Redacción de Petrotecnia*

**E**l 13 de diciembre último, el IAPG fue nuevamente anfitrión del tradicional almuerzo que nucleó a los protagonistas de la industria de los hidrocarburos. Los máximos representantes de esta industria se reunieron para celebrar el Día del Petróleo y del Gas, en un nuevo aniversario de su descubrimiento en el país.

El clásico almuerzo tuvo lugar en el Salón Libertador del Sheraton Hotel de Retiro, en la ciudad de Buenos Aires, y como es costumbre fue organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto con la Asociación de Distribuidores de Gas de la República Argentina (Adigas), la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (Cegla), la Cámara de Empresas de Operaciones Petroleras Especiales (Ceope), la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH), la Cámara de la Industria del Petróleo (CIP), el Club del Petróleo de Buenos Aires y la SPE internacional.





Entre los más de 1.300 asistentes –cifra récord- se contó con la presencia de CEOs de las principales empresas, funcionarios nacionales y provinciales, legisladores nacionales, miembros del cuerpo diplomático, directivos y representantes de instituciones y empresas del sector, y en especial con la del Ministro de Economía, Dr. Axel Kicilloff.

“Constantemente oímos decir que Argentina es un país con muchas riquezas -dijo Ernesto López Anadón, presidente del IAPG, en su discurso en representación de toda la industria-. Pero no hay países ricos o pobres, sino países que han sabido aprovechar sus oportunidades y otros que no”, agregó. Y pidió que “en esta oportunidad que se nos presenta, la Argentina entre dentro de la lista de las que sí se aprovecharon”.

“Todos los que tenemos la responsabilidad de llevar adelante esta actividad debemos concertar acuerdos donde prime el objetivo de eficiencia –remarcó- y en el que to-





das las partes, gobierno nacional, provincias, municipios, organizaciones sindicales, empresas, nos comprometamos a lograr la continuidad de la actividad, haciéndose cargo cada uno de sus responsabilidades”.

El directivo del IAPG indicó que “en otras palabras, debemos, todos los sectores, trabajar en paz entre nosotros y con la sociedad, para hacer realidad esta importante empresa, que dará trabajo a personas en muchas regiones del país, pero cuyos beneficios también derramarán hacia otros integrantes de la población”.

Finalmente, llamó a poner foco en esta nueva oportunidad. “No somos los únicos: en el mundo hay cuantiosos recursos esperando por ser explorados y desarrollados, tanto convencionales como no convencionales, y los países están en puja por hacerlo -recordó-. Por eso, no podemos

darnos el lujo de perder tiempo: tenemos que ser los primeros en establecer esta operación, fuera de las ya conocidas de Estados Unidos y Canadá”, dijo.

Por su parte, el Ministro de Economía sostuvo que el objetivo es que “la Argentina vuelva a ser una potencia en crecimiento y que sea realizada en el corto plazo”, y destacó la importancia de avanzar hacia el abastecimiento energético “a precios competitivos, ya que la energía no solo tiene que ser un negocio para el sector, sino que además es sustancialmente importante para traccionar a la economía en su conjunto”, aseguró, al tiempo que dejó claro que “la expansión de la producción no depende solo de YPF y, consecuentemente, hemos impulsado una serie de medidas para que otras empresas del sector encuentren incentivos para la inversión”. ■

# Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

## Digesto de Legislación de Hidrocarburos

## Digesto de Legislación de Gas

*versiones on line*



*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA  
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL  
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS  
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio  
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados  
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

[www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar) - [digestos@iapg.org.ar](mailto:digestos@iapg.org.ar)



## 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

El Emerson *Global Users Exchange 2013*: Nueva generación en automatización y control

Ante más de 3.000 personas, la empresa multinacional Emerson especializada en sistemas de automatización y control de procesos industriales, desarrolló a finales de este año su encuentro anual de usuarios, el “*Emerson Global Users Exchange*”.

El “*Exchange 2013*” ya se ha convertido en un clásico para los empleados y clientes –los usuarios– de todos los países, que se reúnen para poner en común las experiencias del año que acaba y conocer los *road-maps* que guiarán a la empresa durante el año siguiente.



Cada *Exchange* suele estar enmarcado por un lema, que en esta ocasión fue *Combining the elements* (combinando los elementos), como la búsqueda de sinergia de todos los recursos de la compañía. Y la principal visión de esta sinergia, esta vez, fue la de *Pervasive sensing*, un concepto complejo de traducir (“detección penetrante y generalizada”) que básicamente se refiere a la penetración integral de los sensores de automatización a lo largo y ancho de toda la planta, de manera que se amplifica el control de todo el proceso.

“Nuestros clientes, generalmente, buscan optimizar la *performance* de sus plantas y mantenerlas seguras, pero hay otras áreas donde no han tenido mucha visibilidad, explicó el presidente de Emerson, Steve Sonnenberg. Hay que enfatizar otros asuntos críticos del negocio como la confiabilidad, las preocupaciones ambientales, el uso de la energía, la seguridad personal y la prevención...; y los costos de monitorear estas áreas han decrecido gracias a la tecnología inalámbrica, ése es el punto de inflexión que llamamos *Pervasive sensing*”.

El *Chief Strategic Officer* de Emerson Process Management, Peter Zornio, detalló las tres patas en que descansa esta nueva generación de automatización y control: sensores innovadores multivariables para cubrir áreas más amplias; componentes inalámbricos de alimentación propia y configuración abierta; y dispositivos precisos, calibrados en origen y altamente confiables.



“Toda la información registrada permite una toma de decisiones estratégica en menor tiempo, prevenir innumerables eventos de riesgo y ahorrar gastos, lo cual es muy útil para la industria del petróleo y del gas”, indicó a *Petrotecnia* Larry Irving, VP de la División Oil&Gas, y sostuvo que dejar atrás los cables permite innumerables progresos.

“Sobre todo en momentos en que el mundo ha cambiado y ya no tenemos el petróleo ni el gas ‘fáciles’: por un lado, se requiere más automatización para explotar los campos maduros cuyas reservas declinan rápidamente; y por el otro, tenemos nuevas fronteras con los no convencionales que requieren de una tecnología que no puede dejar nada librado al azar”, agregó.

El *Exchange 2013* se realizó en la localidad texana de Grapevine, ante usuarios y medios de casi 50 países, entre ellos *Petrotecnia*.

## Los que vendrán

En la Argentina y en el exterior, el año 2014 traerá excelentes oportunidades para que los profesionales de la industria se reúnan a intercambiar experiencias y poner en común las novedades acerca del sector de los hidrocarburos y de la energía del país en general.

### 2º Congreso de integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* del petróleo y el gas



Organizado por la Comisión de integridad en instalaciones de gas y petróleo del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, se llevará a cabo este Segundo Congreso de integridad en instalaciones en el *upstream* y *downstream* del petróleo y el gas, del 20 al 22 de mayo de 2014, en el Sheraton Buenos Aires Hotel & Convention Center de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Congreso invita a mostrar y revisar las experiencias y desarrollos en el área de integridad de instalaciones de gas y petróleo, involucrando todo el proceso:

- Captación
- Tratamiento
- Transporte
- Refinación
- Distribución

La integridad cobra una presencia cada vez mayor; este impulso es debido a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo programas de petróleo y gas que permiten mejorar la eficiencia, y finalmente cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

1. Ductos. Diseño, regulaciones aplicables, construcción.
2. Sistemas y equipos. Bombas, compresores, sistemas de potencia.
3. Selección de materiales en el *upstream* y *downstream*.



## IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

La ciudad de Mendoza ha sido elegida esta vez para albergar, del 3 al 7 de noviembre de 2014, en el Hotel Intercontinental, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CONEXPLO, organizado por la Comisión de Exploración y Desarrollo del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Se trata del evento en Geociencia más importante de la Argentina, y se realiza cada tres años. El programa consiste en cuatro días durante los que se expondrán trabajos técnicos relacionados con la exploración y desarrollo de yacimientos, donde las principales disciplinas son la geología, la geofísica y la ingeniería de reservorios.

Históricamente, el objetivo principal del Congreso es el de promover la transferencia del conocimiento entre los profesionales de la industria del petróleo y del gas que trabajan en el área de exploración y desarrollo, en diferentes disciplinas relacionadas con esta actividad. Son pilares fundamentales de esta reunión materias como la geofísica aplicada, geología de exploración y desarrollo de reservorios, ingeniería de petróleo, entre otros.

En esta ocasión, bajo el lema "Rompiendo paradigmas", el temario se centrará en buena parte en los recursos no convencionales, más específicamente los hidrocarburos provenientes de lutitas (*oil and gas shale*), que anteriormente eran consideradas solamente roca madre, y que han pasado a tener un rol protagónico para el incremento de producción tan anhelado en este país.

Los puntos fuertes del Congreso a destacar para la Comisión Organizadora son:

- Oportunidad única para compartir experiencias en tópicos relacionados con la exploración y desarrollo de reservorios.
- Interacción interdisciplinaria, lo que garantiza un espectro amplio de temáticas a discutir.
- Análisis sistemático y revisión de metodologías aplicadas a la caracterización de reservorios no convencionales.
- Comprensión de los nuevos desafíos tecnológicos y conceptuales para el crecimiento energético del país.

Como es de costumbre, el IX Congreso de Exploración y Desarrollo propone no solamente las sesiones orales correspondientes a los trabajos técnicos relacionados con el congreso, sino que también se llevarán a cabo tres simposios: de Geofísica (co-coordinado con la EAGE), de Evaluación de Formaciones y de Reservorios No Convencionales. Por otro lado, se presentarán sesiones de pósters y se llevarán a cabo las Jornadas de Geotecnología.

Se convoca a todos los profesionales, académicos y técnicos de la industria del petróleo y del gas para que participen de este evento, considerado el de mayor relevancia para el país. Organiza: Comisión de Exploración y Desarrollo, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Auspician: AAGGP (Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Petroleros), AAPG (*American Association of Petroleum Geologists*), AGM (Asociación Geológica de Mendoza), SEG (*Society of Exploration Geophysicists*), EAGE (*European Association of Geoscientists and Engineers*), SPWLA (*Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*). Para mayor información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2014/conexplo/>

4. Revestimientos de ductos y otras instalaciones. Selección, aplicación, limitaciones.
5. Protección catódica en ductos, *casing* y otras instalaciones. Diseño, monitoreo, interferencias.
6. Corrosión interna. Mecanismos, monitoreo, mitigación.
7. Corrosión bajo tensión (stress corrosion cracking). Análisis, evaluación, mitigación.
8. Técnicas de evaluación de ductos en servicio. Corrosión, abolladuras, raspones, defectos en abolladuras.
9. Daños por terceros. Difusión, monitoreo, mitigación, gestión.
10. Herramientas de inspección interna. *Scrapers* inteligentes, calidad de información, frecuencias de inspección.
11. Tecnologías de evaluación indirecta. Medición de potencial, de gradiente eléctrico, de atenuación. Onda guiada. Nuevas tecnologías.
12. Métodos de reparación de ductos.
13. Análisis de riesgo. Métodos de medición.
14. Gerenciamiento de integridad de ductos, plantas, pozos y otras instalaciones.
15. Legislación aplicable a integridad.
16. Innovación tecnológica.

Está abierto el llamado a presentar trabajos. Más información: [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)

## 21º Congreso Mundial del Petróleo

Del 15 al 19 de junio de 2014 se celebrará en Moscú el 21º Congreso Mundial del Petróleo (21WPC, por la sigla en inglés del 21<sup>st</sup> *World Petroleum Congress*). Se trata del congreso mundial más renombrado para los hidrocarburos, y es organizado cada tres años por el *World Petroleum Council*, de cuyo Comité Ejecutivo y Consejo Permanente el IAPG es miembro y, a través de *Petrotecnia*, patrocinador.



Para esta edición, el lema elegido es "Proveer de energía responsablemente, a un mundo en crecimiento". Y es que, en efecto, a medida que aumenta la población mundial, el acceso a fuentes posibles, seguras y confiables de energía será un factor clave en la promoción del desarrollo económico y el bienestar de la humanidad.

En este contexto, el petróleo y el gas natural seguirán siendo las fuentes de energía más estables del mundo, en el corto y mediano plazo por lo menos. Y satisfacer la demanda futura de una manera sostenible y socialmente responsable requerirá de enormes inversiones, tecnologías de vanguardia, recursos humanos altamente calificados, y prácticas de negocio éticas superiores.

Los productores, los consumidores, los gobiernos y las sociedades deberán cooperar de manera responsable para desarrollar todos los recursos energéticos.

Para ello, la industria tiene que dinamizar a sus profesionales, en particular a los jóvenes, a ser aún más innovadores para asegurar el crecimiento futuro.

Por esto, se convoca a los profesionales de la industria a asistir y presentar trabajos; la participación que los ingenieros, geólogos y técnicos argentinos vienen incrementando en las últimas ediciones del WPC.

Para más información: <http://www.21wpc.com/>

## AXION Energy lanza nueva imagen

AXION Energy presentó recientemente la nueva imagen de marca que implementará a partir de 2014 en sus estaciones de servicio, así como un plan de expansión y renovación de su red comercial. El proyecto se desarrollará en conjunto con los operadores y dueños de bocas de expendio de combustibles, demandando una inversión de US\$ 100 millones. Esta inversión es parte del crecimiento de la empresa en el país, y se suma a los más de US\$ 1.200 millones para ampliar su refinería en Campana, ya anunciados. Esta ampliación tiene por objetivos el incremento de la producción de gasoil en un 60% y de naftas en un 50%, y la mejora del desempeño ambiental de procesos y productos. A su vez, aumentará su capacidad de conversión utilizando mayoritariamente petróleo pesado, cuya producción en el país está en crecimiento.

Patricio Chababo, vicepresidente ejecutivo de la empresa, indicó que actualmente AXION Energy comercializa sus combustibles con la marca ESSO a través de 530 estaciones de servicio, de las cuales 35 se incorporaron en el último año. Asimismo, y con el objetivo de consolidar su posición en el mercado de downstream, su plan de expansión contempla incorporar 200 bocas hasta el año 2017.

La implementación de la marca en las estaciones de servicio será un proceso gradual que insumirá cerca de cuatro años. La misma comenzará en el segundo trimestre de 2014 en los grandes centros urbanos, para luego extenderse al resto del país. Concretado este proyecto de expansión, se habrán incorporado de manera directa e indirecta más de 1.100 nuevos empleos.

La elevación de los estándares de calidad de las estaciones de servicio, tanto en las instalaciones como en la atención al cliente, también forma parte del proyecto. Incluye un nuevo concepto en islas de despacho con surtidores de última generación, que permiten la disponibilidad de todos los productos en todas las posiciones de carga. La nueva isla también cuenta con un exhibidor de lubricantes, un espacio para publicidad y ofertas, y un puesto de cobro integrado al surtidor. Todo esto agilizará las transacciones comerciales y la fluidez de circulación de vehículos, mejorando la experiencia del consumidor. Allí se ofrecerán las naftas AXION Premium y AXION Súper, los gasoils AXION Diesel y AXION Euro +, y la línea MOBIL, marca líder mundial en lubricantes. Además, brindará servicios para transeúntes y ciclistas –especialmente en estaciones urbanas–, y una amplia oferta gastronómica en un nuevo concepto de tiendas de conveniencia.



### Aspectos ambientales

AXION Energy tuvo en cuenta los aspectos ambientales en el desarrollo del proyecto. En lo que respecta a emisiones gaseosas, estas se reducirán en el proceso productivo en su refinería de Campana, y se elaborarán combustibles de bajo contenido de azufre, compatibles con la norma Euro V de emisiones vehiculares. En el diseño de las estaciones se trabajó para prevenir la contaminación, disminuir el uso de agua en un 30 % –sanitario, mantenimiento y riego–, reducir el uso de energía eléctrica de iluminación en un 90% por la aplicación de tecnología LED, segregar los residuos y maximizar el uso de espacios verdes en estaciones urbanas.

“Aspiramos a posicionarnos como empresa líder de combustibles en un mercado que continuará creciendo –dijo Chababo–. Para ello, hoy estamos lanzando una nueva marca que nace con una personalidad audaz, joven, emprendedora, eficiente e innovadora, y que transmite nuestra pasión por el cliente, nuestro compromiso con la calidad e innovación constante”.

## Gas Natural Fenosa cumple 12 años de capacitación en La Matanza

Gas Natural Fenosa, distribuidora de gas natural por redes en 30 municipios del norte y oeste de la provincia de Buenos Aires, cumple 12 años ofreciendo talleres de capacitación en el barrio Almafuerte de La Matanza.

Dentro de sus programas de Responsabilidad Social, la empresa colabora con la inclusión social de personas de barrios carenciados, en este caso mediante la capacitación de un oficio que habilitará a los vecinos que participen para su futuro laboral. El objetivo del curso que dictó en esta oportunidad el chef Borja Blázquez fue que todos aprendieran a preparar pan dulce para las fiestas.

El taller de panadería y pastelería se llamó “Pan de Belén”, y contó con 53 alumnos, divididos en dos cursos. La mayoría de los participantes forman parte de un centro de re-



habilitación de adicciones, y durante los últimos cuatro meses del año asistieron al curso dos veces por semana.

Gas Natural Fenosa opera en la Argentina desde el año 1992, y en estos veintidós años en el país logró incorporar al servicio a más de 1.550.000 clientes, entre industrias, comercios y familias, mejorando así la calidad de vida de más de siete millones de habitantes ubicados en los 30 partidos de la provincia de Buenos Aires donde brinda su servicio de distribución. Hoy, la extensión de las redes de gas natural asciende a 23.400 kilómetros.

## Ayudas del Mincyt al desarrollo nacional

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, adjudicó subsidios a 57 consorcios públicos-privados, con el fin de llevar adelante grandes proyectos sectoriales en áreas prioritarias para el país, en concordancia con los núcleos socio-productivos estratégicos expresados en el Plan Argentina Innovadora 2020. Tanto las convocatorias públicas para la financiación de proyectos de Fondos Sectoriales (FS), como las de Fondos Sectoriales de Innovación Tecnológica (FITS), son administradas por el Fondo Argentino Sectorial de la Agencia.

La ejecución de todas las iniciativas demandará subsidios por un monto cercano a \$ 600.000.000 que, junto al aporte de \$ 563.526.432, comprometido por los consorcios como contraparte, incrementará la inversión total a una suma de \$ 1.163.526.432. Los proyectos se distribuyen geográficamente en las provincias de Buenos Aires (16 iniciativas), Santa Fe (9), Ciudad de Buenos Aires (9), Córdoba (6), San Juan (2), Catamarca (2), Jujuy (2), Tucumán (2), Río Negro (2), Mendoza (2), Misiones (1), Entre Ríos (1), Chaco (1), Salta (1) y Chubut (1).

Los fondos sectoriales son instrumentos de promoción de proyectos consorciados y asociativos de gran envergadura, que han superado la fase temprana de investigación y se encuentran orientados a generar, adaptar y transferir conocimientos de alto impacto a nivel productivo y social. Su objetivo es acelerar el desarrollo de proyectos público-privados, crear o expandir centros de investigación orientados al sector productivo, a través del desarrollo de una fuerte plataforma local que pueda ser compartida por varias empresas o instituciones.

Las iniciativas en marcha, en lo relativo a Energía, son:

- **FITS Energía:** biocombustible, energía solar, biomasa, energía eólica (19 proyectos).
- **FS Nanotecnología:** textiles funcionales, materiales magnéticos, nanoarcillas, nanosensores, nanomateriales, nanocompuestos, nanotransportadores, nanoprodutos para la industria petrolera (9 proyectos).
- **FS TIC:** tecnología electrónica de alta complejidad; circuitos integrados y encapsulados para iluminación; plataforma de interoperabilidad y Smart TV para televisión digital; ondas elásticas, ondas de sonido y ondas electromagnéticas (4 proyectos).

## “Ases al volante”, de YPF, llega a Mar del Plata

Este verano, YPF lleva la campaña de seguridad vial “Ases al volante” a la ciudad de Mar del Plata, para que miles de chicos puedan conocer las normas de seguridad vial de una manera original y divertida.

Desde enero y hasta el 28 de febrero, quienes estén en Mar del Plata podrán acercarse a la plaza Bartolomé Mitre (Av. Colón y San Luis) para disfrutar del espacio de “Ases al volante”.

Allí, se recrea una estación de servicio y una pista de kartings, en donde los chicos podrán circular por cuatro paisajes diferentes: montaña, playa, campo y ciudad. Luego de realizar el recorrido, todos los participantes recibirán su primera licencia de conducir. La actividad es totalmente gratuita y se desarrolla todos los días de 18 a 24 horas.

A esta acción se suma el lanzamiento de una nueva pieza publicitaria sobre la importancia del uso del cinturón de seguridad. “Ases al volante” se lanzó, en conjunto con la Agencia Nacional de Seguridad Vial (ANSV), en el verano de 2012, y llegó a los más chicos con un lenguaje simple y divertido, para que sean ellos los que instalen la temática en el ámbito familiar.

Una de las claves del éxito de esta campaña fue su continuidad en la comunicación, la cual se extendió a otras acciones, como la instalación de un espacio lúdico y educativo en la mega muestra Tecnópolis, y la entrega de más de 700.000 álbumes de figuritas en las tiendas YPF Full. Por “Ases al volante”, YPF fue galardonada, en el mes de noviembre, con el premio Mercurio a la excelencia en Marketing, que anualmente entrega la Asociación Argentina de Marketing (AAM).

Esta campaña se enmarca en uno de los principales ejes de la actual gestión de YPF: la seguridad, que no solo se conceptualiza a favor de los trabajadores; también se extiende a todos los argentinos que viajan por las rutas del país.



## Premian a Petrobras

Petrobras Argentina, a través de su Central Termoeléctrica de Genelba, ubicada en la localidad bonaerense de Marcos Paz, fue reconocida por la Fundación Premio Nacional a la

Calidad, con el primer puesto en la categoría de “Unidad Operativa de Grandes Empresas”, en una ceremonia realizada en la Casa Rosada.

El Premio Nacional a la Calidad, instituido por la Ley 24.127, evalúa toda la gestión de las compañías: el liderazgo, el sistema de gestión (planeamiento estratégico, mercados y clientes, los procesos, las personas y los recursos y la Responsabilidad Social Empresaria), y los resultados alcanzados. Para ello, se realizan diversas instancias de evaluación individual y por consenso, que requieren un riguroso análisis elaborado por una Junta de Evaluadores.

Este reconocimiento fue recibido por Jorge Vugdelija, Gerente de Contratación de Bienes y Servicios, quien estuvo a cargo de Genelba hasta octubre último. Además, asistió a la ceremonia el embajador de Brasil, Everton Vieira Vargas.

Este año se celebra la vigésima edición del concurso que premia a las organizaciones que, a través de una gestión de excelencia, son competitivas de manera sostenible.



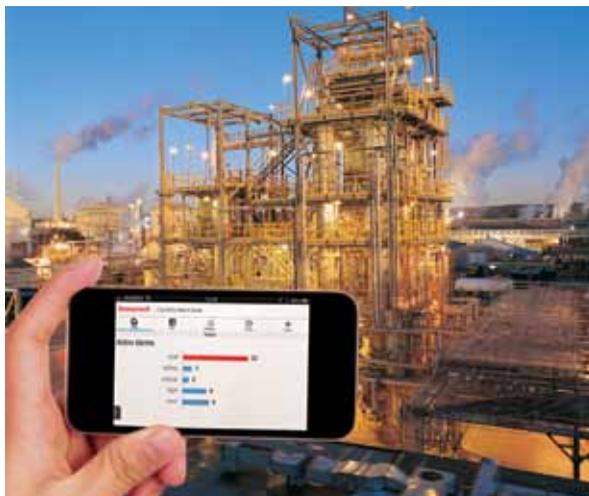
---

## Honeywell reduce las “falsas alarmas” que causan pérdidas

Las plantas procesadoras generan cada día miles de alarmas desde sus sistemas de automatización, muchas de las cuales no son graves. Los operadores de las salas de control deben distinguir rápidamente entre las alarmas de procesos rutinarios, y las alarmas críticas que advierten acerca de problemas operativos o problemas de seguridad.

Honeywell presentó su nuevo DynAMo™ Alarm Suite, un software de gestión de alarmas que reduce el número global de las mismas, a la vez que ayuda a los operadores a focalizarse y responder a aquellas alarmas más críticas.

El problema es el enorme número de alarmas, que oscilan desde actividades diarias (conocidas como falsas alarmas), tales como la apertura de una puerta en una sala eléctrica, hasta la notificación de falla de un equipo crítico. De acuerdo al Consorcio de Gestión de Situaciones Anormales (ASM® Abnormal Situation Management®), el manejo ineficiente de “falsas” alarmas puede conducir a incidentes que cuestan miles de millones de dólares al proceso industrial, y representa un incremento del riesgo de cansancio y stress de los operadores,



quienes cuando suena una alarma deben tomar decisiones al instante acerca de cómo responder.

DynAMo Alarm Suite aprovecha la experiencia de más de 20 años en las industrias de procesos, y ayuda a los usuarios a reducir el conteo global de alarmas hasta en un 80 %, a identificar problemas de mantenimiento, y a aumentar la visibilidad de las alarmas críticas que requieren de atención inmediata.

Su tablero personalizable, basado en roles, permite a operarios, ingenieros y gerentes, visualizar la salud de su sistema de alarmas de un simple vistazo. Una característica de este nuevo software es que es compatible con muchos dispositivos móviles, permitiendo al personal visualizar las métricas de las alarmas en cualquier momento desde casi cualquier ubicación. Esta facilidad de acceso hace posible los monitoreos más frecuentes y una más rápida acción de corrección, lo que contribuye a aliviar un importante factor de fatiga de los operadores.

DynAMo Alarm Suite puede integrarse con el líder de la industria Experion® Process Knowledge System (PKS) de Honeywell, así como también con cualquier otro sistema de control. Honeywell ofrece asimismo consultoría, servicios y soporte en gestión de alarmas, con cobertura mundial.

---

## Nuevo ejecutivo de marketing en Schneider Electric

Chris Hummel se unió a Schneider Electric, especialista global en gestión de energía, como CMO (*Chief Marketing Officer*), Vicepresidente Ejecutivo y miembro del Comité Ejecutivo, reportando directamente a Jean Pascal Tricoire, *Chairman and Chief Executive Officer* de Schneider Electric. Hummel tendrá a su cargo el manejo del marketing de toda la compañía.

Hummel tiene amplios conocimientos en marketing, gestión y ventas, y se desarrolló profesionalmente en organizaciones de Reino Unido, Alemania, Rusia y Singapur. Su último trabajo en Unify (Siemens Enterprise Communications), donde se desempeñó como director comercial, reposicionó a la compañía a través del lanzamiento de la nueva marca y la construcción de la visión comercial con oferta de comunicación. Anteriormente, ocupó puestos como ejecutivo de ventas, productos y marketing de SAP y Oracle.

## CH2M HILL cerró 2013 con grandes proyectos

La empresa CH2M HILL, multinacional de ingeniería, gerenciamiento de la construcción, operaciones y servicios de consultoría, con presencia en 80 países, proyectos activos en 183 países y filial local en Buenos Aires, presenta su balance 2013. A lo largo del año, incrementó su facturación en un 20% con respecto al 2012.

Durante este año, CH2M HILL ha brindado servicios multidisciplinarios en un amplio espectro de mercados y especialidades, como ser gas y petróleo, plantas industriales, infraestructura vial, ferroviaria, aeroportuaria y portuaria, medio ambiente, gestión y tratamiento de agua, entre otros. Asimismo, la compañía estuvo trabajando en proyectos de energías no convencionales a nivel nacional. Esta diversidad, sumada a su oferta flexible de servicios, constituye su principal diferenciador a la hora de cubrir las necesidades particulares de los clientes, convirtiéndose en una de las empresas de ingeniería más grandes del país.

En el 2013 la empresa tuvo una participación activa en eventos del sector, tales como la última Exposición de la Oil & Gas, y junto al auspicio del Organismo Provincial de Desarrollo Sostenible (OPDS) y la Amcham, llevó a cabo un encuentro técnico sobre nuevas tecnologías para caracterización y remediación de sitios, donde se generó un importante canal de comunicación entre entidades públicas y privadas.

El principal obstáculo que CH2M HILL afrontó en el 2013 fue la paralización de grandes emprendimientos mineros y agro-industriales (como la industria del biodiesel), a la espera del momento más propicio para reiniciar su actividad. No obstante, el balance del año fue positivo porque logró reemplazar estos proyectos por otros en sectores petroleros, y principalmente en el exterior.

Como expectativa para el 2014, CH2M HILL espera consolidarse aún más en los proyectos de energías no convencionales, ya que es un área que está en crecimiento a nivel país, por lo cual la empresa quiere acompañar este cambio. Asimismo, la minería es otro rubro que tendrá un alza, y por eso será otro de los desafíos que la firma quiere afrontar para el próximo año.



Por otra parte, la exportación de ingeniería, la participación en proyectos de gran envergadura y el afianzamiento de los lazos con los clientes estratégicos, son el foco principal del año entrante. Asimismo, CH2M HILL planea seguir creciendo principalmente en los mercados de petróleo y gas, químicos, energía, agroindustria, minería, manufactura y farmacéutica, infraestructura y medio ambiente.

Hoy CH2M HILL cuenta en el país con un staff de aproximadamente 600 profesionales y técnicos en oficinas en Buenos Aires, Bahía Blanca, Campana, Rosario, Neuquén, Santa Fe y Río Grande, pudiendo brindar sus servicios multidisciplinarios desde distintos puntos del país. Algunos de sus principales clientes son Axion Energy, Dow, Shell, Total Austral, YPF, Pluspetrol, Petrobras, Renova, Montpellier y Cargill, entre otros.

## Mincyt impulsa el desarrollo de la industria

El ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Dr. Lino Barañao, rubricó en diciembre, junto al director ejecutivo de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica, Ing. José María Fumagalli, un convenio marco de cooperación para el fomento de la actividad química y petroquímica en nuestro país. A través del mismo, el Ministerio de Ciencia se comprometió a trabajar con la Cámara de la Industria Química y Petroquímica en la planificación y puesta en marcha de actividades relativas a investigación, desarrollo e innovación de insumos químicos para la industria del petróleo y del gas. También se suscribió un acta complementaria, que fue firmada por la secretaria de Planeamiento y Políticas de la cartera de Ciencia, Dra. Ruth Ladenheim, y el Ing. Fumagalli.

El Dr. Barañao celebró la firma del convenio y aseguró que "estamos aunando dos recursos clave para cualquier país, como son la energía y la información. Me parece que esta combinación es la que nos permite aspirar a un crecimiento significativo en las próximas décadas". Asimismo, celebró la creación de Y-TEC, institución de la que participan YPF, el Ministerio y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y aseguró que esta "es una apuesta que estamos dando en distintos frentes y que muestra la voluntad de que la ciencia y la tecnología estén al servicio del desarrollo económico y social".

Nuevo

Alberto Maturiscan

**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](http://www.sbs.com.ar)

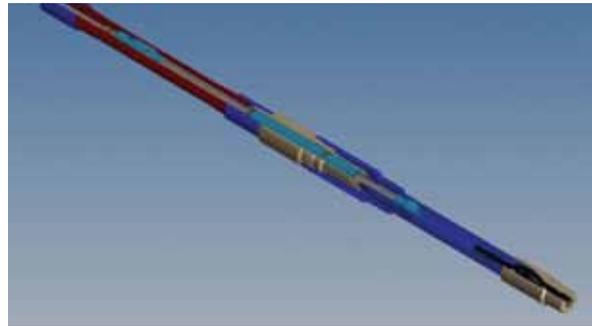
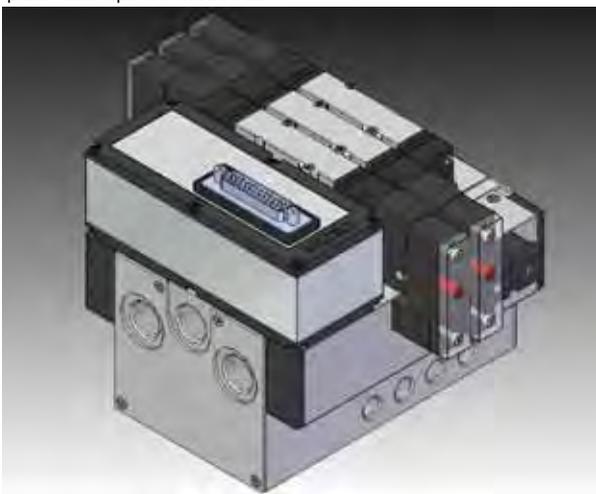
En la ocasión se realizaron talleres y reuniones técnicas, en donde se dieron a conocer las conclusiones del plan operativo de la mesa de implementación de tecnologías para el petróleo y el gas; y se expusieron los avances relativos al "Proyecto de investigación e innovación en el área tecnológica denominada recuperación mejorada de petróleo", Proyecto EOR (por sus siglas en inglés). El cierre de la jornada estuvo a cargo del subsecretario de Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Lic. Fernando Peirano.

## La pyme Pursa, ganadora del Premio Tenaris

Tenaris y la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica anuncian los ganadores de la novena edición del Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino, que apunta a promover el desarrollo tecnológico de las pymes industriales argentinas. En esta oportunidad, el primer premio fue para PURSA, por su proyecto "Bomba Petrolera de Vástago Insertable LPP", y el segundo lugar fue para Automación Micromecánica, por su trabajo "Estaciones de Válvulas Inteligentes". El jurado estuvo integrado por Luis De Vedia (Instituto Sábató-FIUBA), Francisco Garcés (Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica) y Gabriel Carcagno (Tenaris).

PURSA es una pyme de Comodoro Rivadavia que hace más de cuatro años trabaja en el desarrollo de productos innovadores e integrales para al sector del *upstream* de la industria petrolera. En el marco del certamen, la empresa fue premiada con \$ 90.000 para el desarrollo de un sistema de bombeo con capacidad de producir petróleo extremadamente viscoso, con alto contenido de sólidos y grandes volúmenes de gas asociados, cumpliendo con los mayores estándares de calidad y eficiencia energética.

Por su parte, Automación Micromecánica, dedicada a la fabricación y comercialización de componentes, sistemas y soluciones para la automatización de procesos industriales, recibirá \$ 30.000 para el desarrollo de estaciones de válvulas inteligentes que facilitan la transmisión en red de señales de entrada y salida desde los dispositivos en campo hasta los PLC (Controladores Lógicos Programables). Es una solución apta para todo tipo de industria.



El Premio Tenaris al Desarrollo Tecnológico Argentino premia desde el año 2005 los mejores proyectos de desarrollo tecnológico de pymes industriales argentinas, vinculados a los sectores metalmeccánico, energético, petroquímico, minero, autopartista y siderúrgico. El objetivo es promover el desarrollo tecnológico de pymes industriales y fomentar la vinculación del sistema científico-tecnológico argentino con el sector productivo.



### Profesionales & consultores

|  |  |
|--|--|
|  | <b>Desarrollo de Yacimientos</b><br><b>Exploración</b><br><b>Análisis de Economía y Riesgos</b><br><b>Auditoría y Certificación de R&amp;R</b> |
|  | (54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar<br>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 |   |
| <b>Alejandro Gagliano</b><br>agagliano@gigaconsulting.com.ar                                   | Edificio Concord Pilar<br>Sección Zafiro Of.101-104<br>Panamericana Km.49,5 (1629)<br>Pilar - Bs. As.- Argentina<br>Tel: +54 (230) 4300191/192<br>www.gigaconsulting.com.ar |
| <b>Hugo Giampaoli</b><br>hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar                                      |   |

### Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

# NOVEDADES DEL IAPG

## El GAPP celebró 10 años respaldando a las pymes de la industria en el exterior



El 17 de diciembre último el IAPG concurrió a la celebración de los primeros 10 años del Grupo Argentino de Proveedores Petroleros (GAPP); una unión de pymes que trabaja sinérgicamente para poder exportar. Su oferta global abarca un gran abanico de productos y servicios relacionados con la industria del gas y del petróleo, ya que sus miembros ofrecen manufacturas metalmecánicas, productos químicos, textiles (indumentaria de trabajo), servicios de ingeniería e incluso desarrollo de *software* industrial específico y a medida. En palabras de su Director ejecutivo, Leonardo Brkusic, el formato GAPP, creado por el apoyo y estímulo del Ministerio de Relaciones Exteriores de la República Argentina, consiste en un esquema flexible en el cual un pool empresarial, conformado por estas pymes, comparte información clave y vital para encarar mercados externos y actividades relativas al desarrollo de sus exportaciones. Tiene asimismo el respaldo de la Subsecretaría de Relaciones Económicas Internacionales del Ministerio de la Producción del Gobierno de la provincia de Buenos Aires.

La dinámica del GAPP se basa en que cada empresa mantiene una política comercial de manera independiente, y cuenta con un grado de libertad tal que se pueden armar subgrupos funcionales dependiendo del interés de cada empresa.

### Fuerza conjunta

En efecto, la principal ventaja para las empresas miembros es la de tener un paraguas protector, poder contar con buena información comercial, intercambiar experiencias, te-

ner más peso en presentaciones en conjunto, ofreciendo el GAPP el marco para misiones comerciales y presencia institucional, a las que las empresas no hubieran podido acceder por cuenta propia.

“El GAPP nació por la inquietud de un pequeño grupo promotor de cinco empresas, constituyéndose como un esquema novedoso, colaborativo, informal y flexible -dijo Brkusic en su breve repaso por esta década de trabajo-. Hoy agrupa a más de 60 empresas de todo el país: CABA, Bs. As., Santa Fe, Córdoba, Mendoza, Río Negro, Neuquén y Chubut”.

“Hoy nuclea más de 15 rubros productivos de variada intensidad tecnológica, tanto en bienes como en servicios, y es referente a nivel nacional y regional como representante del sector de proveedores de bienes y servicios de la industria petrolera argentina”, agregó.

Desde el año 2002, el grupo ha participado en más de 40 eventos y 75 misiones comerciales oficiales a 25 países, entre ellos Arabia Saudita, Brasil, Canadá, China, Egipto, Emiratos Árabes, Kuwait, México, Perú, Rusia y Venezuela. Además, se hace presente en los eventos petroleros más importantes a nivel mundial, ya sea con un stand institucional y/o en misiones comerciales, representando y promocionando a este sector de la industria, por ejemplo en la *Offshore Technology Conference (OTC)*, Estados Unidos).

De entre sus numerosos objetivos, para la próxima etapa prevé profundizar en la articulación con programas de empresas y organismos para capacitación de personal, como el Programa Propymes, y la articulación con organismos públicos para mejoras de las empresas, como con el INTI.





## Premios a la Seguridad del IAPG

Como también ya es costumbre, durante la celebración del Día del petróleo y del gas del 13 de diciembre último, se realizó la tradicional entrega anual de premios a la Seguridad, otorgada por la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente del IAPG.

De esta manera, la empresa ABB S.A. se hizo acreedora del Premio Anual de Seguridad 2013, por los logros alcanzados en el grupo de empresas Construcción e Ingeniería, en tanto que la empresa DLS Argentina Limited obtuvo el Premio Anual de Seguridad 2013, por los logros alcanzados en el grupo de empresas Servicios, y Petrobras Energía S.A. obtuvo el premio en el rubro Distribución.



Por su parte, la empresa Axion Energy Argentina S.A. se llevó el lauro del Premio Anual de Seguridad 2013 por los logros alcanzados en el grupo de empresas Refinadoras-Comercializadoras y la empresa Pan American Energy LLC. fue galardonada con el Premio Anual de Seguridad 2013 por los logros alcanzados en el grupo de empresas Productoras. En el rubro de logros alcanzados en el grupo de empresas Transportistas, la empresa Oleoductos del Valle S.A. fue premiada con el Premio Anual de Seguridad 2013.

Un lugar destacado tuvo el Premio a la Trayectoria, con el cual la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente del IAPG reconoció a Omar Héctor Console, de YPF, por su trayectoria y dedicación profesional puesta al servicio de la seguridad, la salud ocupacional y el medio ambiente.

Los premios fueron entregados por el presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón, y por el presidente de la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, Ing. Alberto Andrade.



Medio Ambiente que organiza el IAPG a nivel nacional y de lo cual también se cuenta en este número.

Al turno de las palabras alusivas, tomó la palabra el Vicepresidente 1º, Marcelo Gómez (Petrobras), quien destacó las actividades que lleva adelante la Seccional Comahue y remarcó la importancia de la industria en la provincia, en el marco de la Responsabilidad Social y el Desarrollo Sustentable.

## Día del petróleo en las seccionales del IAPG

El pasado 13 de diciembre de 2013 no solo en Buenos Aires se celebró el Día del petróleo y del gas, como se refleja en las páginas de este número de Petrotecnia; también en las seccionales del IAPG hubo festejos por y para quienes integran la industria, asentados allí donde se extraen los hidrocarburos.

### Almuerzo en Seccional Comahue

La Seccional Comahue realizó su agasajo tradicional, esta vez en la Bodega de San Patricio del Chañar. Entre los asistentes se contó con la presencia de la Vicegobernadora a cargo del Poder Ejecutivo provincial, la Dra. Ana Pechen de Dangelo, así como de funcionarios de los Gobiernos de las provincias de Neuquén y de Río Negro; y representantes de la Universidad del Comahue y de la Facultad Regional de Neuquén, de la Universidad Tecnológica Nacional; junto con gerentes de empresas socias del IAPG y prensa local.

El gerente de la Seccional Comahue, Carlos Lino Postai, dio las palabras de bienvenida. Durante el momento protocolar se hizo un reconocimiento especial al alumno de la escuela secundaria Diego Cardozo, del CEM 23 de Neuquén, ganador del tercer puesto en la final de las 19º Olimpíadas de Seguridad y



### Fiesta en Seccional Sur

En tanto, la Seccional Sur de Comodoro Rivadavia, lugar geográfico donde se encontró el primer pozo de petróleo el 13 de diciembre de 1907 –lo que dio lugar a este aniversario– celebró el final de este año intenso con una fiesta a la que asistieron 320 personas, realizada en el ELE Multiespacio.

En la oportunidad, se entregó una plaqueta conmemorativa a Luis Ayestarán, quien en 1999 presidía la Seccional.



## Convenio con PAE y la UNPSJB por una biblioteca universitaria

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) firmó un acuerdo para llevar adelante el Proyecto Biblioteca Universitaria de Petróleo y Gas (BUPG), junto con la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB) y la empresa Pan American Energy (PAE).

Mediante este convenio de colaboración, se entregará material bibliográfico en comodato y se aportarán los recursos técnicos de *hardware* y *software* para la capacitación y formación de futuros profesionales en áreas relacionadas con la industria de los hidrocarburos.

El acuerdo alcanzado beneficiará a los alumnos y docentes de las carreras que se dicten en la UNPSJB, quienes recibirán del IAPG y con el patrocinio de PAE, una colección de bibliografía destinada a conformar un módulo de consulta *in situ*, que funcionará en la sede universitaria ubicada en la ciudad de Comodoro Rivadavia.

La colección bibliográfica estará conformada por libros, manuales técnicos y otras publicaciones nacionales e internacionales recomendadas por los profesores como material de estudio habitual en las carreras universitarias, y siempre relacionados con la industria de los hidrocarburos. Anualmente la Universidad entregará al IAPG un listado de bibliografía recomendada.



### Desarrollo

Entre otros servicios, el IAPG será responsable del desarrollo de un módulo destinado al BUPG con acceso restringido; servicios de consultas asistidas, asesoramiento a usuarios; provisión de documentos y materiales bibliográficos; y servicios *online* para la publicación a través de Internet de una Base de Datos Bibliográfica.

Por su parte, la Universidad tendrá a cargo establecer en la sede un módulo de consulta *in situ* con espacio físico para almacenar las publicaciones recibidas en comodato y con una computadora conectada a Internet para acceder a los servicios a distancia que se prestarán desde la sede central del IAPG; recibir y atender las consultas por parte de los usuarios; actuar como mediador entre los usuarios -alumnos y docentes- y el IAPG; y administrar las publicaciones que se presten.

Por su parte, PAE será la principal patrocinadora para que el convenio se lleve adelante y permitirá, entre otros objetivos, dejar capacidad educativa instalada en la región; como parte de sus propósitos de Responsabilidad Social de la Empresa (RSE), la empresa reafirma su compromiso de colaborar con las comunidades donde desarrolla operaciones, y promover la formación y capacitación profesional, en cumplimiento de los principios que impulsa el Pacto Global de Naciones Unidas y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

## Exitosa Jornada de Calidad en Comodoro Rivadavia



El 8 de noviembre último se realizó una exitosa Jornada de Calidad en la sede de la Seccional Sur del IAPG, organizada por la Comisión de Calidad. La asistencia superó las expectativas, según Conrado Bonfiglioli, gerente de la Seccional, quien detalló las conclusiones a las que se arribó en el encuentro.

Los resultados de las encuestas realizadas por la Cámara de Servicios Petroleros locales y por esta Comisión de Calidad entre empresas de servicios y empleados y otros participantes a esta jornada, muestra que en su mayoría ve positiva la implementación de sistemas de gestión no solo en lo relacionado con la calidad, sino también con la seguridad y el cuidado del ambiente. Pese a ello, existe en la práctica la percepción de que las mejoras obtenidas en los desempeños en todas las dimensiones empresarias todavía no son significativas.



### 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

La práctica parecería mostrar que son procesos que se tienden a abandonar ante una crisis, y a los que no se ve como herramientas de superación, que inclusive sirvan para salir de esas crisis. Incluso los accionistas de las empresas suelen dudar de su utilidad, y en muchas organizaciones los procesos son vistos como burocráticos, poco efectivos, y en algunos casos su implementación solo se realiza por exigencia del cliente.

“Pocos entienden que las normas han sido desarrolladas originalmente para la gestión y que la certificación resultó una consecuencia comercial posterior”.

Ante este panorama de situación, se constituyó una mesa redonda para debatir e intentar dar contestación a las siguientes tres preguntas: 1) ¿Cómo ven los clientes –básicamente, las operadoras- la respuesta de sus proveedores con relación al avance o mejoras en el desempeño de la gestión?; 2) Las empresas de servicios y proveedores de la industria en general, ¿han encontrado en los sistemas un medio para mejorar su desempeño y resultados operativos como costos, satisfacción de clientes, nuevos mercados etcétera?; y 3) Las organizaciones de certificación, control y normalización, ¿consideran que están aportando en forma efectiva a la mejora de la gestión?

La mesa estuvo integrada por el Ing. Raúl Tuvio, Gerente Regional de Tecpetrol (Operadora/Cliente); el Cdor. Alejandro Schiavoni, Titular de Geopatagonia (Rep. Cámara de Empresas de Servicios Petroleros); el Lic. Marcelo Friedlewicz, Gerente Regional de IRAM (Normalizador/Certificador); el Dr. Ing. Héctor Laiz, Director de Metrología del INTI (Control y Certificación); y moderada por el Ing. Horacio Grillo, de la Comisión de la Calidad del IAPG.

### Conclusiones

Los integrantes de la mesa redonda, abrevándose en su experiencia y en lo hablado junto con los asistentes a la Jornada, anotaron las siguientes conclusiones unánimes:

La obligación inicial de las operadoras se percibe como correcta y es considerada positiva.

Los sistemas han ayudado a las proveedoras al orden, documentación, registros y trazabilidad.

Los vaivenes de la economía y los conflictos pueden afectar la continuidad de los sistemas a los que no se ve como a una herramienta útil para salir de los problemas, pese a su probada efectividad.

Algunos fenómenos operativos, como la mensualización de los servicios, atenta contra la productividad (coincidencia entre empresas operadoras y de servicios).

Para exportar servicios y/o productos, los sistemas de gestión son esenciales. Hoy se los considera una cuestión de supervivencia en la zona.

La calidad se construye entre todos, no es solo una cosa privativa de los sistemas.



La posibilidad de poder contar en la región en el futuro con el INTI Petróleo es fundamental para facilitar la implementación de todos aquellos aspectos de los sistemas relacionados con el control de la calidad.

Los participantes sugirieron que, sobre la base de estas conclusiones, se establezcan las líneas a trabajar por la Comisión de la Calidad en el futuro.



## Exitoso taller de capacitación para periodistas en el sur

Ante una audiencia que colmó las expectativas, la Seccional Sur del IAPG realizó a finales de octubre, una jornada de capacitación sobre la industria de los hidrocarburos, pensado para profesionales de los medios de comunicación de la Cuenca del Golfo de San Jorge.



La actividad fue gratuita y estuvo a cargo del Ingeniero Marcelo Hirschfeldt, quien abordó diferentes aspectos vinculados con la actividad más importante de la región. El objetivo de este taller –que no será el único que imparta este Instituto–, es ofrecer los conocimientos técnicos y herramientas actuales de la industria a los profesionales de los medios de diferentes instituciones y organismos públicos, para que disipen sus dudas y puedan ofrecer una información más fehaciente a sus públicos.

El temario del curso incluyó, entre otros, módulos vinculados con: la historia, mitos y realidades; tipo de yacimientos; matriz energética de la Argentina y panorama en la Cuenca del Golfo San Jorge; el impacto económico en la región; recuperación secundaria y terciaria; fracturas hidráulicas y conceptos de explotación *offshore*.

De esta manera, se abordaron conceptos relacionados con el origen y características de los hidrocarburos; su geología; exploración, perforación y terminación de pozos; producción, tratamiento, transporte y comercialización. Y, también, los aspectos relacionados con la producción de recursos no convencionales, que ha desembarcado en los medios de manera masiva, y el IAPG estima importante que se comunique con transparencia y claridad.

Participaron estudiantes universitarios de los últimos años de la carrera de Comunicación Social de la Universidad Nacional de la Patagonia, San Juan Bosco.

# Cursos de actualización 2014

## ABRIL

### Ingeniería de reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 21 al 25 de abril. Lugar: Comodoro Rivadavia.

## MAYO

### Protección anticorrosiva 1

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

Fecha: 13 al 16 de mayo. Lugar: Buenos Aires.

### Mediciones de gas natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 28 al 30 de mayo. Lugar: Buenos Aires.

## JUNIO

### Gestión de integridad de ductos

Instructores: *D. Falabella, M.P. Martínez y E. Carzoglio*

Fecha: 2 al 4 de junio. Lugar: Buenos Aires.

### RBCA - Caracterización y acciones correctivas basadas en el riesgo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 5 al 6 de junio. Lugar: Buenos Aires.

### Introducción al project management. Oil & gas

Instructores: *N. Poverini, F. Akselrad*

Fecha: 9 al 11 de junio. Lugar: Buenos Aires.

### Plantas de regulación de gas natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 10 al 11 de junio. Lugar: Buenos Aires.

### Eficiencia energética en industrias de proceso

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

Fecha: 26 al 27 de junio. Lugar: Buenos Aires.

## JULIO

### Decisiones estratégicas en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 2 al 3 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Taller de liderazgo en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *A. F. Sívori*

Fecha: 11 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Introducción a la industria del petróleo

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

Fecha: 14 al 18 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Evaluación de proyectos 1. Teoría general

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 14 al 18 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Aspectos de la ingeniería de reservorios relacionados a los recursos no convencionales

Instructor: *J. Lee*

Fecha: 21 al 25 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Introducción a la corrosión

Instructores: *a confirmar*

Fecha: 23 al 25 de julio. Lugar: Buenos Aires.

### Introducción a los registros de pozo abierto

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 28 de julio al 1° de agosto. Lugar: Buenos Aires.

## AGOSTO

### Inyección de agua. Predicciones de desempeño y control

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 4 al 8 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Introducción a la industria del gas

Instructores: *C. Casares, J.J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández, O. Montano*

Fecha: 5 al 8 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Ingeniería de reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Protección anticorrosiva 2

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

Fecha: 12 al 15 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Factores económicos de la industria del petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 20 al 22 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Mediciones en plantas de proceso (nuevo)

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 25 al 27 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Interpretación avanzada de perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 25 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

### Fusiones y adquisiciones petroleras (nuevo)

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 28 al 29 de agosto. Lugar: Buenos Aires.

**SEPTIEMBRE****Términos contractuales y fiscales internacionales en E&P**Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 1° al 2 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Métodos de levantamiento artificial**Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 1° al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Negociación, influencia y resolución de conflictos**Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 4 al 5 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Protección contra descargas eléctricas y puesta a tierra**Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Ingeniería de reservorios de gas**Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 8 al 12 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Documentación de ingeniería para proyectos y obras**Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Integridad de ductos: gestión de riesgos naturales (nuevo)**Instructor: *a confirmar*

Fecha: 16 al 17 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Integridad de ductos: prevención de daños por terceros (nuevo)**Instructor: *a confirmar*

Fecha: 18 al 19 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**NACE – Programa de inspector de recubrimientos - Nivel 1**Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 22 al 27 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés**Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 24 de septiembre y 1° de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Calidad de gases naturales (Incluye GNL)**Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 25 al 26 de septiembre. Lugar: Buenos Aires.

**OCTUBRE****Válvulas de control (nuevo)**Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 2 al 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Evaluación de perfiles de pozo entubado**Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 7 al 10 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Taller de análisis nodal**Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 14 al 17 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Evaluación de formaciones**Instructor: *L. Stinco*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Ingeniería de oleoductos y poliductos troncales.****Fundamentos de diseño conceptual, Operación y Control**Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 20 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Transitorios hidráulicos en conductos de transporte de petróleo**Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 27 al 29 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas**Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 30 al 31 de octubre. Lugar: Buenos Aires.

**NOVIEMBRE****Taller práctico: desarrollo de un yacimiento de petróleo (nuevo)**Instructores: *J. Rosbaco, M. Bernardi*

Fecha: 3 al 7 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**Sistemas de telesupervisión y control Scada**Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 10 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**NACE – Programa de protección catódica Nivel 1 – Ensayista de protección catódica**Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 10 al 15 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**Procesamiento de gas natural**Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J.L. Carrone, M. Esterman*

Fecha: 12 al 14 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**NACE – Programa de protección catódica****Nivel 2 – Técnico en protección catódica**Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 17 al 22 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**Selección y especificación de instrumentos de nivel (nuevo)**Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 26 al 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**Geología, Geofísica y Petrofísica aplicadas en la caracterización de reservorios no convencionales**Instructores: *S. Barredo, L. Stinco*

Fecha: 26 al 28 de noviembre. Lugar: Buenos Aires.

**DICIEMBRE****Evaluación de proyectos 2. Riesgo, aceleración y mantenimiento-reemplazo**Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 1° al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires.

**Integridad de ductos: evaluación de defectos (nuevo)**Instructor: *A confirmar*

Fecha: 2 al 5 de diciembre. Lugar: Buenos Aires.

**Project Management Workshop. Oil & gas**Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 9 al 11 de diciembre. Lugar: Buenos Aires.



## Última charla del año: financiación de proyectos

En el marco del Foro de conferencias que realiza el IAPG Houston para promover en Estados Unidos la realidad petrolera argentina, y eventualmente interesar a empresas sobre la oportunidad que representa nuestro país en el mapa mundial de los hidrocarburos, se realizó el 19 de noviembre pasado la última conferencia, a cargo de Francisco Soldati y Esteban Olivera, de Fénix Partners.

Como es costumbre, se llevó a cabo en el Plaza Ballroom del DoubleTree Houston Greenway Plaza Hotel, y convocó a un centenar de personas. El nombre de la presentación fue *Financing Oil and Gas Projects in Argentina: Challenges and Successes* ("La financiación de proyectos de petróleo y gas en la Argentina: desafíos y resultados exitosos"), y se refirió a la necesidad de las empresas para responder a la demanda local, y apuntar por otra parte a cumplir con las posibilidades que da ser el segundo país con mayor potencial de *shale* gas en el mundo.

Se ejemplificó para ello con dos casos: el de una empresa joven local y el de una empresa multinacional.



## Cóctel de fin de año



El 4 de diciembre último el IAPG Houston realizó su encuentro de fin de año, y celebró la "Holiday Season" (que incluye Navidad y Año Nuevo) de 2013. Al encuentro, realizado en el Restaurante Tango & Malbec, asistieron socios, además de otros invitados, y los miembros del IAPG Houston.



El final de 2013 se celebró "entre amigos" y con muchos proyectos para 2014, como aseguró el Presidente del IAPG Houston, Joe Amador.

# ÍNDICE DE ANUNCIANTES

|                                    |     |                                   |                      |
|------------------------------------|-----|-----------------------------------|----------------------|
| 21° WPC                            | 89  | Mechanic Wear                     | 83                   |
| Aesa                               | 71  | Medanito                          | 45                   |
| Agusti L                           | 70  | Metalúrgica Siam                  | 28                   |
| Antares Naviera                    | 34  | Nabors International Argentina    | 35                   |
| Aog'15                             | 97  | Norpatagonica Lupatech            | 16                   |
| Bureau Veritas                     | 67  | Nov Msw                           | 51                   |
| Chevron                            | 81  | Pan American Energy               | Retiro de tapa       |
| Compañía Mega                      | 17  | Petrobras                         | 55                   |
| Digesto de Hidrocarburos           | 105 | Petroconsult                      | 82                   |
| Duro Felguera                      | 59  | Registros de Pozos                | 112                  |
| Electrificadora Del Valle          | 57  | Schlumberger Argentina            | 13                   |
| Emerson Argentina                  | 79  | Skanska                           | 33                   |
| Enarsa                             | 39  | So Energy                         | 21                   |
| Ensi                               | 37  | Techint                           | 41                   |
| Esferomatic                        | 61  | Tecna                             | 27                   |
| Foro IAPG                          | 98  | Tecpetrol                         | Retiro de contratapa |
| Funcional                          | 65  | Total                             | 9                    |
| Gabino Lockwood                    | 85  | Training Argentina                | 49                   |
| Giga                               | 113 | Transmerquim Argentina            | Contratapa           |
| Halliburton Argentina              | 29  | V y P Consultores                 | 50 y 113             |
| Hotel Correntoso Lake&River        | 36  | Valbol                            | 38                   |
| Ibc- International Bonded Couriers | 117 | Wartsila Argentina                | 24                   |
| Indura Argentina                   | 23  | Wenlen                            | 47                   |
| Iph                                | 64  | Ypf                               | 7                    |
| Jereh International                | 69  | Zoxi                              | 18                   |
| Juan Carlos Bruzzi                 | 76  |                                   |                      |
| Kamet                              | 19  |                                   |                      |
| Latinv E&P                         | 93  | <b>Suplemento estadístico</b>     |                      |
| Lufkin Argentina                   | 77  | Industrias Epta                   | Contratapa           |
| Marshall Moffat                    | 25  | Ingeniería Sima y Nalco Argentina | Retiro de tapa       |
| Martelli Abogados                  | 46  | Texproil                          | Retiro de contratapa |



# Tecpetrol

Energía que crece

[www.tecpetrol.com](http://www.tecpetrol.com)  
[facebook.com/tecpetrol](https://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](http://www.gtm.net)

