

# PETROTECNIA



3 | 16

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LVII - JUNIO 2016



## OIL&GAS PATAGONIA 2016

ARGENTINA  
200 AÑOS DE  
INDEPENDENCIA

# El gas natural



Se realiza conjuntamente con:



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

22 al 26 de agosto de 2016



PRODUCCIÓN Y DESARROLLO DE RESERVAS  
Hacia un desarrollo de recursos sustentable

# Nos importa el crecimiento de nuestro país

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

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

# Nos importa Argentina. Por eso, hacemos.

# Pan American ENERGY

Energía que evoluciona



[www.pan-energy.com](http://www.pan-energy.com)





**E**n este número de *Petrotecnia* hablaremos del gas. Un recurso del que tenemos tanto potencial y cuya producción es una cuestión estratégica, ya que forma parte del mix que contribuye a la seguridad energética del país.

El gas natural tiene propiedades de baja emisión, con lo cual colabora con una mejor calidad de vida y de la salud. En la actualidad, está más presente que nunca debido a su tarifa o a la necesidad de importarlo, pero desde siempre el IAPG valora este hidrocarburo como una de las principales fuentes de energía que puede ser “un puente limpio a una matriz donde también se sumen las energías verdes” como lo presentamos en estas páginas, en el reciente documento del IGU, en el cual analizamos su utilización en *gas-to-liquids*.

Desde este ángulo, presentamos además las cifras oficiales de la provincia del Neuquén sobre la contribución del gas no convencional a la matriz provincial.

Entre otros temas de actualidad, proseguimos con los sistemas de transmisión de corriente alterna *versus* corriente continua en extra alta tensión; y comenzamos una serie de artículos sobre el *offshore* con “Maximizando la recuperación de petróleo en áreas remotas a través de la optimización de costos y riesgos”.

Asimismo, realizamos un recorrido por el precio del crudo y su historia, a partir de las oscilaciones del último año y medio, que conmueven a la economía del siglo XXI y que promete ser por mucho tiempo más protagonista de titulares en los medios masivos de comunicación de todo el mundo.

En este número, además, damos amplia difusión a nuestras recientes actividades institucionales, entre las cuales destacamos el primer evento organizado fuera del país, en conjunto con el IAPG Houston: la jornada “El futuro del *shale*: Vaca Muerta, 6 años comprendiendo el reservorio”, a la que concurrieron y expusieron sus ideas las máximas autoridades de la Energía de la Nación y los protagonistas de las principales operadoras del país.

En efecto, el interés que suscitó el evento permitió ser optimistas para el posible desarrollo de los no convencionales en la Argentina que tan alto potencial tiene.

En la próxima edición de *Petrotecnia*, el tema será un aspecto transversal a todas las áreas del sector: la seguridad, la salud ocupacional y el medio ambiente; porque cuidar la preservación del capital humano y del medio en el que este se desarrolla es tan imprescindible y prioritario como la industria misma.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

## El gas natural

### Estadísticas

#### 08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

### Tema de tapa

#### 10 “El gas, la más natural de las soluciones”

Por Ing. Ernesto López Anadón

Una actualización del *state of the art* del gas natural en el mundo y en nuestro país, su papel protagónico en la matriz energética, su creciente consideración por parte de quienes buscan fuentes energéticas con tantos beneficios.



#### 12 El gas natural promueve el desarrollo sostenible

Este documento es el resultado de la reunión de Ministros de Energía del G20 que tuvo lugar en junio último en China. Asegura que el gas natural tendrá un papel sin precedente en la transformación energética mundial como fuente vital en sí mismo y por su singular capacidad de permitir y respaldar el mayor desarrollo de las energías renovables.

#### 20 El transporte de gas en la Argentina: Sobre su capacidad de transformar recursos en reservas

Por Hugo Alberto Carranza

El autor explica por qué existe la necesidad de elaborar un plan de expansión de la red troncal que pueda aportar a largo plazo la infraestructura necesaria para transformar los recursos hidrocarbúricos existentes en el país en reservas.

#### 26 Informe anual 2015 de producción de petróleo y gas de reservorios no convencionales de Neuquén

Por Ing. Carolina Huenufil Molina (Dirección de Reservorios) y Magalí Alonso (Dirección de Geología)

Este informe considera la producción de petróleo y gas de reservorios *tight* y *shale* correspondientes a 2015 en la provincia del Neuquén.



## Nota técnica



### 46 Sistemas de transmisión de corriente alterna *versus* corriente continua en extra alta tensión. Segunda parte

Por *Ing. Vicente Serra Marchese*

En esta segunda parte del informe se continúa evaluando alternativas para interconectar la cogeneración desde los etremos sur y norte del país.

### 74 Peso sobre el trépano (WOB) en pozos horizontales

Por *Gabino Velasco*

Una sencilla explicación sobre cómo se genera, en la perforación de pozos horizontales, el empuje para que el trépano perforo la roca de manera horizontal, ya que carece del peso de los portamechas.



## Offshore

### 66 Offshore: Unlocking off-shore waterflood potential: maximizando reservas en áreas remotas

Por *Hussein Chebli, Cristina Masarik, Luciano Petrella, Himansu Rai y Ruibin Wang*

Una mejora en el diseño de SWIMS que permitió incrementar la flexibilidad para inyectar agua de mar.

## Tendencias

### 80 El precio del crudo y su historia

Por *Eugenia Stratta*

Un rápido repaso por la historia de los cambios que sufrió el precio del hidrocarburo desde la industrialización de su extracción, los intereses y los protagonistas que pasaron en cada caso. Además, las perspectivas sobre la actual coyuntura de barril bajo.

## Actividades



### 86 Exitoso evento del IAPG en Houston

Primer evento del Instituto en los Estados Unidos sobre Vaca Muerta, con la presencia de representantes de empresas y entidades financieras estadounidenses, y de las máximas autoridades de aplicación argentinas y representantes de las principales compañías que operan en el país.

#### Actividad conjunta con la AmCham

En paralelo con el evento sobre *shale*, una delegación de 33 ejecutivos, empresarios, funcionarios y legisladores visitaron puntos estratégicos relacionados con la energía, en Washington y Texas.

## Congresos



### Congresos y Jornadas

90 2016 traerá más nuevas oportunidades de alto nivel técnicos para volver a reunir a los profesionales de la industria.

94 **Novedades de la industria**      109 **Novedades desde Houston**

106 **Novedades del IAPG**      110 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG\_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

## Staff

**Director:** Ernesto A. López Anadón

**Editor general:** Martín L. Kaindl

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

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

Mirta Gómez y Romina Schommer

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

publicidad@petrotecnica.com.ar

**Estadísticas:** Roberto López

**Corrector técnico:** Enrique Kreibohm

### Comisión de Publicaciones

**Presidente:** Eduardo Fernández

**Miembros:** Jorge Albano, Daniel Rellán, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Romina Schommer, Gabino Velasco

### Diseño, diagramación y producción gráfica integral

Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

**PETROTECNIA** se edita los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

**Año LVIII N° 3, junio de 2016**

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.500 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

### Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 975

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



### Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2016-2018

### CARGO

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

### EMPRESA

Socio Personal  
YPF S.A.  
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)  
SHELL C.A.P.S.A.  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)  
SIDERCA S.A.I.C.  
METROGAS S.A.  
PETROBRAS ARGENTINA S.A  
CHEVRON ARGENTINA S.R.L  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)  
TOTAL AUSTRAL S.A.  
  
TECPETROL S.A.  
PLUSPETROL S.A.  
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)  
GAS NATURAL BAN S.A.  
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.  
EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.  
WINTERSHALL ENERGIA S.A.  
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)  
AXION ENERGY ARGENTINA S.A.  
MEDANITO S.A.  
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.  
BOLLAND Y CIA. S.A.  
HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.  
PECOM SERVICIOS ENERGIA S.A.  
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina  
MAGDALENA ENERGY ARGENTINA S.R.L.  
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.  
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)  
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)  
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.  
LITORAL GAS S.A.  
A- EVANGELISTA S.A. (AESA)  
BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)  
SOCIO PERSONAL  
PALMERO SAN LUIS S.A.  
CESVI ARGENTINA S.A.

### Titular

Ing. Ernesto López Anadón  
Dr. Gonzalo Martín López Nardone  
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso  
Lic. Teófilo Lacroze  
Ing. Daniel Alejandro Ridelener  
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez  
Lic. Rafael Alberto Rodríguez Roda  
Ing. Gustavo Adolfo Amaral  
Ing. Ricardo Aguirre  
Cdor. Javier Gremes Cordero  
Sr. Jean Marc Hosanski  
  
Cdor. Gabriel Alfredo Sánchez  
Sr. Germán Patricio Macchi  
Ing. Sergio Mario Raballo  
Ing. Horacio Carlos Cristiani  
Lic. José Antonio Esteves (hijo)  
Sr. Daniel Anibal De Nigris  
Cdor. Gustavo Albrecht  
Lic. Pablo Alejandro Chebli  
Ing. Luis Edgardo Fredes  
Ing. Margarita Esterman  
Ing. Abelardo A. Gallo Concha  
Ing. Adolfo Sánchez Zinzny  
Ing. Fernando Rearte  
Ing. Marcelo Gerardo Gómez  
Ing. Mario Lanza  
Ing. Ruy Marcos Rivavitz  
Ing. Juan José Mitjans  
Dr. Matías Paz Cossio  
Ing. Miguel Angel Torilo  
Ing. Martín Cittadini  
Ing. Ricardo Alberto Fraga  
Ing. Martín Emilio Guardiola  
Lic. Federico Nicolás Medrano  
Ing. Carlos Alberto Vallejos  
Sr. Marcelo Horacio Luna  
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

### Alterno

Sr. Diego Buranello  
Ing. Fernando José Villarreal  
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles  
Ing. José Alberto Montaldo  
Sr. Diego Schabes  
  
Dr. Diego Saralegui  
Ing. Guillermo M. Rocchetti  
Cdor. Rubén de Muria  
Sr. José Luis Fachal  
Dra. Gabriela Roselló  
  
Dr. Luis Patricio Salado  
Ing. Jorge M. Buciak  
Ing. Martín Yáñez  
Inga. Julieta Rocchi  
  
Lic. Gustavo Oscar Peroni  
Ing. Carlos Gargiulo  
Ing. Daniel A. Santamarina  
Ing. Diego Grimaldi  
Ing. Jorge Meaggia  
Ing. Ignacio Javier Neme  
Ing. Hernán Stockman  
Ing. Diego Martínez  
  
Sr. Nino D. A. Barone  
Lic. Roberto Meligramma  
Ing. Fernando Caratti  
Geól. Mariano González Rithaud  
Dr. Hernán Flores Gómez  
Ing. José María González

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes



# ENERGÍA QUE GENERA ENERGÍA

---

Brindamos soluciones integrales de abastecimiento de combustibles y lubricantes para la industria petrolera. Ofrecemos servicios para una operación ininterrumpida en lugares aislados y de difícil acceso.



Para más información: 0810-122-9733  
Gerencia Comercial Oil & Gas | [ypf.com.ar](http://ypf.com.ar)

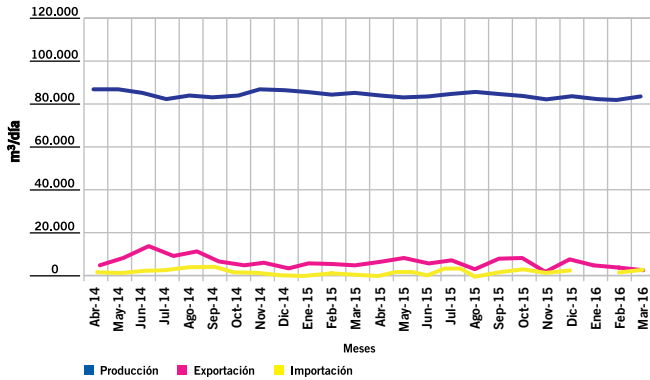
**YPF**

# LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

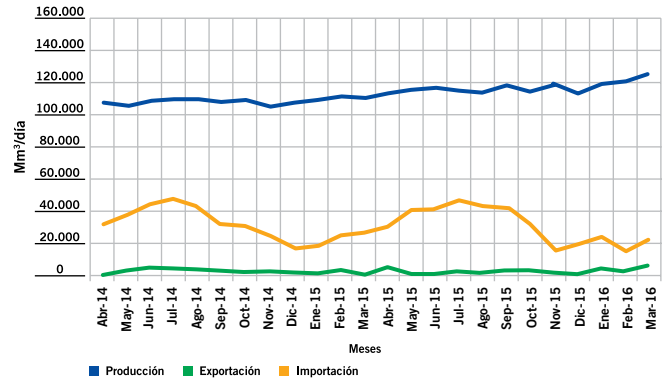


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
 Ingrese al foro de la  
 industria del petróleo y del gas

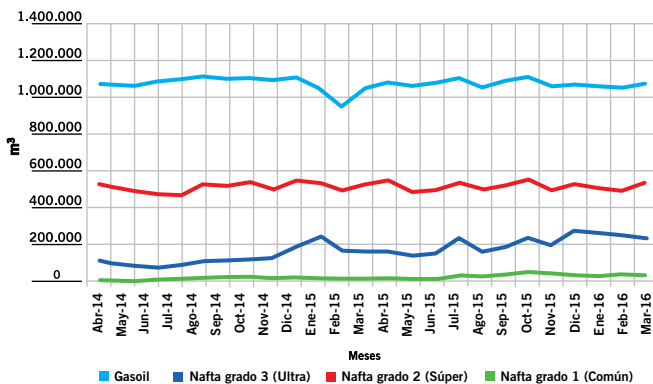
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



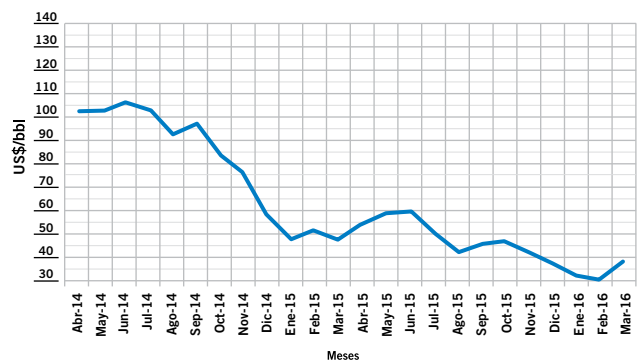
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



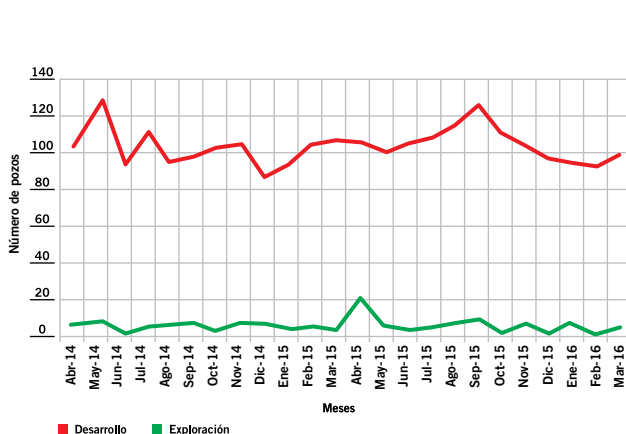
## Ventas de los principales productos



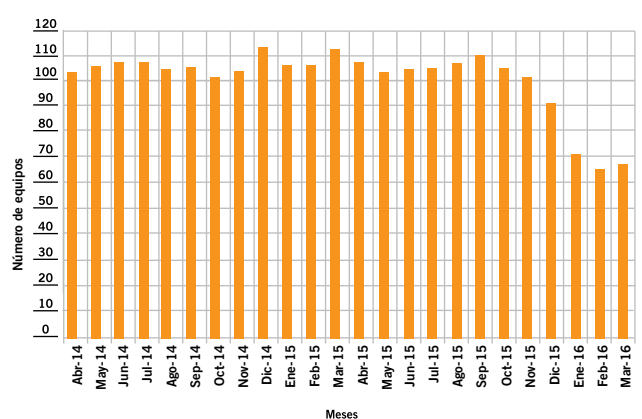
## Precio del petróleo de referencia WTI



## 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**





# “El gas, la más natural de las soluciones”

Por **Ing. Ernesto López Anadón**, Presidente del IAPG

**Una actualización del *state of the art* del gas natural en el mundo y en nuestro país, su papel protagónico en la matriz energética, su creciente consideración por parte de quienes buscan fuentes energéticas con beneficios, como menores emisiones y mayor calidad de vida; y los importantes desafíos para el corto y mediano plazo.**

**L**a seguridad energética de un país, al tiempo que se asegure la preservación de la calidad de vida y de la salud, es quizás una de las cuestiones más estratégicas y trascendentes que afronta toda sociedad.

En ese contexto, el gas natural aparece como un actor protagónico ineludible, ya que tiene un impacto ambiental mucho más bajo que otros combustibles: libera el 50% menos de CO<sub>2</sub> que el carbón, por ejemplo; y en un coche, genera entre un 15% y un 20% menos de gases que un motor que funciona con nafta. De esta manera, como demuestran cada vez más estudios, se puede generar más energía alimentada con gas y contribuir a mejorar la calidad de vida de la creciente población mundial y de las ciudades, con un menor impacto en la calidad del aire y, por extensión, de la salud.

En efecto, hace tiempo que el gas dejó de ser considerado un hidrocarburo que había que quemar o ventear, para convertirse en una parte imprescindible de la matriz energética mundial (conforma un 21%) y aparece como una solución para las sociedades que necesitan cada vez más energía, pero buscan reducir los gases de efecto invernadero.





La Agencia Internacional de la Energía ha llamado a la actual época “La era dorada del gas natural” y pese a todos los obstáculos geopolíticos que puedan anticiparse, el organismo prevé una producción de más de 5,6 billones de m<sup>3</sup> para 2040.

En la Argentina actualmente el alto consumo y la declinación natural de la producción han obligado la importación del recurso para completar el abastecimiento, conformando así un país fuertemente gasificado. Aquí la industria del gas nació hace 70 años (se celebra la creación de Gas del Estado en 1945, si bien sus raíces preceden a esa fecha); el gasoducto General San Martín en su momento fue el más largo del mundo y conectó Comodoro Rivadavia con Buenos Aires. Pero su expansión más significativa fue posible a partir de los años setenta con el hallazgo del yacimiento Loma La Lata.

A partir de entonces, creció la infraestructura y las redes que, venciendo distancias y geografías, llevan el gas natural de modo seguro y económico hasta los centros de consumo, hogares, comercios e industrias. Los avances tecnológicos (turbinas de gas, que fueron aumentando potencia, luego ciclos combinados) contribuyeron al desarrollo de las reservas de gas natural licuado, que otorgó al sistema eléctrico eficiencia y flexibilidad. Hoy el gas natural aporta el 52% a la matriz energética local (la producción es de más de 42,9 billones de m<sup>3</sup> - Producción del año 2015, datos del IAPG) y es el 63% del combustible que se utiliza en la generación térmica, la calefacción y los procesos industriales; además tiene 8,5 millones de usuarios conectados.

La permanente evolución a tecnológica permitió a su vez el desarrollo a nivel mundial de llamado gas no convencional, que se encuentra tanto en rocas generadoras como en arenas compactas, o en lechos de carbón.

El gas no convencional representa un gran crecimiento del suministro mundial de gas; a partir de las formaciones como Vaca Muerta y los Molles, el país ha intensificado su desarrollo desde hace algunos años. Tiene un enorme potencial (802 tcf de recursos de *shale* gas, según la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos) y hoy le aporta el 14,48% del total de gas que se produce en el país (datos del IAPG a diciembre de 2015).

En el estudio publicado por el IAPG “El desafío del *downstream* del gas en Argentina” (<http://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf>), un escenario posible a veinte años, se ve que en las próximas dos décadas el consumo promedio de gas alcanzará los 234 MMm<sup>3</sup>/d. La mayor parte de este gas será suministrado a partir del desarrollo del gas no convencional. Esto, a su vez, permitirá un incremento de la generación térmica a gas que dará flexibilidad al sistema eléctrico y permitirá la necesaria diversificación de la matriz. Según el estudio habría que incorporar renovables a un ritmo de 1000 MW por año.

Según el informe, con las correspondientes inversiones, habría ampliaciones de gasoductos, obras de sustentabilidad, adecuación simultánea de los sistemas de transporte y distribución (8.000 km del sistema de transporte y de 87.000 km de las redes de distribución), lo cual además de generar una importante cantidad de empleos y de beneficios para la cadena de valor, sería crucial para obtener un objetivo aún más importante: hacer llegar la energía a un total de 13,2 millones de usuarios.

El gas natural está llamado a cumplir un rol muy importante en el mundo y en nuestro país. Gracias al desarrollo de nuestros recursos no convencionales podremos preservar dicho rol, preservar el medio ambiente y llevar energía a más argentinos, a la vez que se genera un círculo virtuoso de empleos e inversiones. ■



“El gas, un puente limpio a las renovables” IGU

# El gas natural promueve el desarrollo

Este documento es el resultado de la reunión de Ministros de Energía del G20 que tuvo lugar el 28 de junio último en Beijing, China. En él se asegura que el gas natural tendrá un papel sin precedente en la transformación energética mundial como fuente vital en sí mismo y por su singular capacidad de permitir y respaldar el mayor desarrollo de las energías renovables.





## Comunicado de la reunión de Ministros de Energía del G20 en Beijing



Como es habitual, al finalizar la reunión de Ministros, la Presidencia del G20 emitió el Comunicado Oficial de la reunión de Ministros de Energía del G20 en Beijing, en esta ocasión con un importante y específico comentario sobre el gas natural:

“Hemos tomado nota de los resultados del Día del Gas Natural en el marco del G20. Reconocemos que el gas natural puede ser un combustible fósil menos intensivo en términos de emisiones, y que puede tener un papel importante y eficaz en la aproximación hacia un futuro energético de bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GHG, por sus siglas en inglés). Notamos que el gas natural se ha convertido en una parte esencial del suministro mundial de energía y haremos el esfuerzo por mejorar el funcionamiento, la transparencia y competitividad de los mercados del gas, con un punto de vista estratégico de la cadena de suministro de gas, incluyendo el gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés) en el nivel mundial. Muchos países tienen planeado ampliar el uso del gas natural en transporte, energía distribuida o generación eléctrica, así como también aumentar la comercialización del gas. Intensificaremos la colaboración en soluciones que

promuevan la extracción, el transporte y el procesamiento del gas natural, de tal manera que se minimice el impacto ambiental”.

### Resumen de la declaración del G20 sobre el Día del Gas Natural

David Carroll presentó a los Ministros de Energía del G20 el siguiente informe sobre el Día del Gas Natural.

“La Unión Internacional del Gas (IGU, por sus siglas en inglés) agradece a la Presidencia China del G20 y a la Agencia Nacional de Energía por la oportunidad de organizar conjuntamente el Día del Gas Natural del G20. Asimismo, hacemos extensivo nuestro agradecimiento y aprecio a las Organizaciones Patrocinadoras de la Industria China y a la Presidencia del Anfitrión.

La energía ha sido y continuará siendo el motor fundamental y necesario para el desarrollo humano, la mejora de la calidad de vida y la prosperidad. La planificación estratégica del acceso y suministro de energía debe centrarse en la sostenibilidad ambiental y económica a largo plazo. También debe ser práctica y equilibrar las necesidades de accesibilidad, seguridad y ambiente. El mundo debe ser capaz de cubrir la demanda de energía actual además de contemplar las necesidades de las futuras generaciones.

Mientras que un mayor consumo de energía normalmente trae aparejado más prosperidad económica, a menudo conlleva desafíos tales como la contaminación y la suciedad del aire y el aumento de las emisiones de gas de efecto invernadero, con costos significativos tanto en salud pública como en la productividad industrial en el mediano y largo plazo. No podemos ignorar los desafíos del desarrollo industrial y la necesidad de equilibrar las limitaciones en la salud pública con un crecimiento económico sostenible.

Mientras las economías desarrolladas y emergentes se benefician por el mayor acceso a la energía, muchas regiones del mundo están sufriendo por la escasez de energía o simplemente por la falta total de ella.



Si bien existe uniformidad de criterios respecto de la importancia en la adopción y desarrollo de energías renovables para la transición a un futuro energético sostenible, todavía dependeremos de los hidrocarburos en los años venideros.

El gas natural tendrá un rol sin precedente en la transformación energética mundial como fuente vital en *sí mismo* y por su singular capacidad de permitir y respaldar el mayor desarrollo de las energías renovables. La versatilidad, el precio y la eficiencia del gas natural lo convierten en el mejor combustible para acompañar a las fuentes de energía renovable de múltiples formas:

- El gas natural puede contribuir en el abordaje del desafío de la variabilidad estacional y de producción diaria de las energías solar y eólica.
- Los sistemas de energía distribuida basados en gas natural pueden integrarse a los sistemas de generación eléctrica y térmica renovables para ofrecer otro tipo de sistemas híbridos.
- La infraestructura del gas natural permite el uso más amplio del biogás.
- La infraestructura del gas natural también puede permitir el uso de hidrógeno generado de manera renovable o de gas natural sintético (SNG, por sus siglas en inglés) como medio de almacenamiento de energías renovables o método alternativo de uso de electricidad renovable.
- Los sistemas de gas natural pueden comportarse como la columna vertebral para entregar energía limpia y confia-



ble a los hogares, como un combustible básico y energético para los negocios y la industria, y como un combustible alternativo para el transporte terrestre y marítimo. La infraestructura del gas natural aporta gas renovable directamente al mercado energético existente.

El papel esencial del gas natural en la transformación energética mundial irá mucho más allá de su posición

# Juntos somos mejores



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

## MWH ahora es parte de Stantec.

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

Visite [stantec.com](http://stantec.com) y [mwhglobal.com](http://mwhglobal.com) para conocer más.

Tel.: 011 5274 3100 / [argentina@mwhglobal.com](mailto:argentina@mwhglobal.com)







## Nuestra gente se enriquece con sus desafíos técnicos.

La curiosidad científica y la innovación tecnológica han formado parte de la cultura de Schlumberger por más de 80 años. Reclutamos a los mejores estudiantes y a los profesionales más talentosos del mundo y fortalecemos sus conocimientos y habilidades con experiencia nacional e internacional. Con 125 centros de investigación, ingeniería y manufactura ubicados en 15 países del mundo, nuestro objetivo es brindar continuamente nuevas tecnologías para resolver los complejos desafíos de los reservorios de nuestros clientes.

Para más información visite  
[slb.com](http://slb.com)

**Schlumberger**





como combustible puente, será un elemento crucial del futuro energético mundial.

El aumento del uso de gas natural para la generación de energía, el calentamiento y la industria no solo impulsará el crecimiento económico, sino también reducirá las emisiones de carbono, los contaminantes del aire, como los óxidos de azufre (SOx), óxidos de nitrógeno (NOx) y el material particulado, proporcionando así una mejorada calidad de vida para las personas en áreas urbanas. Asimismo, la Unión Internacional de Gas (IGU) respalda los esfuerzos para reducir las emisiones de metano porque adhiere a una mayor eficiencia en la recuperación de un recurso valioso. Incentivamos los esfuerzos para medir mejor, documentar y reducir las emisiones de metano. Continuaremos compartiendo las mejores prácticas dentro de la industria y con los grupos de interés externos en apoyo a estos esfuerzos.

Además, el gas natural se está convirtiendo en un producto básico (*commodity*) realmente mundial, que permi-

tirá mayores rutas de comercialización y el uso eficiente como consecuencia de flujos de liquidez y precios más predecibles. Las reservas descubiertas recientemente y en constante crecimiento en todas las regiones del mundo permiten más que nunca un amplio suministro de gas natural; los desarrollos de gas natural licuado (LNG) cada vez mejores facilitan la integración del mercado mundial del gas natural; la constante mejora en la infraestructura ayuda a que el gas natural alcance un acceso sin precedentes; las innovaciones tecnológicas hacen que el gas natural sea más seguro, más eficiente, derribando permanentemente las limitaciones en cuanto a su aplicación y su uso, y tornándose un activo "recurso energético mundial". Con sus ventajas económicas, el gas natural se convirtió en una "energía mundial" disponible, asequible, económica, limpia y sostenible.

Se torna más urgente que nunca para los gobiernos diferenciar al gas natural de otros combustibles fósiles con políticas efectivas y favorables. Existe una clara necesidad de colaboración de los participantes de la industria y de los hacedores de políticas a fin de aclarar esta confusión y corregir la percepción pública para permitir una mayor promoción y un mayor desarrollo del gas natural.

La IGU y la Agencia Nacional de Energía de China encuentran este desafío como una tarea compartida para facilitar la transición energética mundial e incentivar a todos los países a adoptar una hoja de ruta de desarrollo energético limpio, equilibrado y sostenible. China está

# 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

Dir. 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@sinectis.com.ar](mailto:arconcomodoro@sinectis.com.ar)







# 60 años obteniendo resultados. Juntos.

Las relaciones que resisten el paso del tiempo son aquellas que se basan en el respeto mutuo, una colaboración energética y responsabilidad compartida. Este es el tipo de relaciones que Halliburton comparte con sus clientes en Argentina desde 1956.

En nuestra industria, muchas cosas han cambiado durante estos 60 años pero algo que no cambió fue nuestro compromiso para atender las necesidades de nuestros clientes en forma eficiente, segura y ambientalmente responsable.

Con esta experiencia y nuestra tecnología de punta, continuaremos ofreciendo servicios de clase mundial y soluciones innovadoras y eficientes para nuestros clientes.



haciendo todo lo que está a su alcance para reestructurar su propio mix energético y así promover el del mundo. En los próximos cinco años, el mix energético de China experimentará un marcado proceso de “reducción de carbón”, donde el gas natural y las energías renovables serán los socios fundamentales de esta transformación. Hacia 2020, los combustibles no fósiles representarán hasta un 15% del mix energético primario en China. El uso de gas natural aumentará su nivel actual, menor al 6%, en aproximadamente un 10% del mix energético primario.

En la actualidad, el gas natural constituye el 25% del mix energético mundial y el mundo se beneficiará enormemente con el crecimiento sostenible de la participación de mercado. Como organización que representa más del 97% de la producción y la utilización mundial de gas natural, la IGU exige que las decisiones sobre el mix energético del futuro se basen en los costos totales subyacentes de todas las alternativas de suministro. Creemos que el gas natural puede tener un impacto positivo en la seguridad energética, en el desarrollo económico y en las metas ambientales.

Por último, por favor permítannos expresar nuevamente nuestro agradecimiento a los organizadores y al país que ejerce la Presidencia. Gracias por ofrecer a la industria mundial del gas natural la enorme oportunidad de comunicar, y gracias a China por su contribución en la exitosa organización del Día del Gas Natural.”

## El gas natural promueve el desarrollo sostenible

El tema del día, “El gas natural promueve el desarrollo sostenible” fue el eje de discusión y debate de los 25 especialistas que participaron en tres paneles muy interesantes. Panelistas provenientes del gobierno, la industria, académicos y expertos en energía se dirigieron a los más de 300 delegados que asistieron. El programa completo está disponible en el enlace “Manual de la Conferencia”.

El Día del Gas Natural del G20 fue precedido por la ceremonia de apertura de los Ministros de Energía del G20 donde el viceprimer ministro chino Zhang Gaoli dio la bienvenida a los delegados y brindó un resumen de la transición energética que actualmente conduce China. El viceprimer ministro brindó un sólido y positivo respaldo al papel que tendrá el gas natural en la transición energética en China. Mientras que actualmente la participación de mercado del gas natural en el mix energético primario es inferior al 6%, se espera que hacia 2020 crezca por encima del 10%.

David Carroll, presidente de la IGU, presidió los comentarios de bienvenida en el Día del Gas brindados por Li Fanrong, subdirector de la Agencia Nacional de Energía y el Dr. Fatih Birol, director ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

La presentación del Dr. Birol “Mercados Mundiales de Gas en Transición” se centró en el informe más reciente de la IEA “Perspectivas Energéticas a Mediano Plazo”. Entre las principales conclusiones se destacan:

- El escenario del gas está cambiando, el crecimiento de la producción es impulsada cada vez más por los Estados Unidos y Australia, además hay un crecimiento de la demanda por parte de Asia en desarrollo.
- Los precios mundiales del gas están fijados para man-



tenerse bajo presión mientras que gran parte de la capacidad de exportación del LNG se activa en la medida que la demanda se desacelera.

- El gas tiene un papel clave en la transición del bajo carbono y mejora de la calidad del aire; sin embargo, es preciso abordar el tema de las emisiones de metano.
- Los precios bajos y los mercados bien provistos no son una razón para la autosuficiencia, y la IEA tiene un nuevo papel en la seguridad del gas.

Los primeros dos paneles presentaron un caso práctico muy sólido respecto del importante papel que debe tener el gas sobre la transición para un carbono más bajo y aire más limpio.

El primer panel bajo el tema “Gas natural: una fuente de energía flexible, segura y económica” fue moderado por David Carroll. Las exposiciones excelentes que brindaron un panorama del rol del gas natural estuvieron a cargo de Xu Wenrong, vicepresidente de la CNCP, China National Petroleum Corporation (Corporación Nacional de Petróleo de China), Maarten Wetselaar, director de Gas de la Royal Dutch Shell, Dev Sanyal, director ejecutivo, vicepresidente ejecutivo de Energías Alternativas para las regiones de British Petroleum (BP), y Alfred W K Chan, director ejecutivo de The Hong Kong and China Gas Company Limited. Li Yalan, presidente del Directorio de Beijing Gas Group Co. Ltd, brindó una presentación elocuente y convincente sobre los importantes pasos que la Municipalidad de Beijing asume para reducir las emisiones y limpiar el aire.

El segundo panel: “Escenario Estratégico/Futuro para el Gas Natural: respondiendo al cambio climático y al Aire Puro” fue moderado por Jason Bordoff, director fundador del Centro de Política Energética Mundial; profesor de Práctica Profesional en Asuntos Públicos e Internacionales, Universidad de Columbia. Una vez más, los panelistas expusieron argumentos excelentes sobre el importante rol futuro del gas.

El Día del Gas concluyó con un interesante y animado debate de 90 minutos entre los panelistas de los gobiernos, de la industria y los expertos en energía. El debate fue moderado por Li Junfeng, director general de la NCSC, National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation (Centro Nacional para la Estrategia de Cambio Climático y Cooperación Internacional) y presidente de CREIA, Chinese Renewable Energy Industries Association (Asociación de Industrias de Energía Renovable de China). ■





# AESA

CONSTRUYENDO  
JUNTOS EL FUTURO  
CON ENERGÍA

INGENIERÍA  
FABRICACIÓN  
CONSTRUCCIÓN  
SERVICIOS

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

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



# El transporte de gas en la Argentina: Sobre su capacidad de transformar recursos en reservas

Por *Hugo Alberto Carranza*

**El autor explica por qué existe la necesidad de elaborar un plan de expansión de la red troncal que pueda aportar a largo plazo la infraestructura necesaria para transformar los recursos hidrocarburíferos existentes en el país en reservas.**

**L**a Argentina ha transitado en los últimos años un crecimiento sostenido de su economía de mayor magnitud que el crecimiento de la capacidad de producir la energía que necesita para sostener su desarrollo. Este desequilibrio se puede representar en tres aspectos relevantes: la disminución creciente de la calidad de provisión del servicio energético, el envejecimiento y la obsolescencia del equipamiento y la creciente importación de energía que afecta la disponibilidad de divisas.

Como consecuencia de la necesidad de enfrentar una demanda más acelerada que la oferta, el país ha postergado una definición de políticas de Estado, los tiempos de ejecución de los proyectos son de largo plazo y no se ajustan a las necesidades y los períodos de gobierno. Además, con frecuencia las decisiones de corto plazo se han impuesto





como la única alternativa posible para enfrentar el problema inmediato.

La Argentina es el octavo país del mundo en extensión territorial, con espacios marítimos jurisdiccionales que triplican su extensión continental, posee enormes recursos energéticos aún inexplorados y con frecuencia pocos conocidos. Estos espacios requieren un enorme esfuerzo tecnológico, financiero y administrativo para ser transformados en reservas. La planificación energética sostenible, implementada como política de estado constituye un poderoso instrumento de acción frente al cambiante escenario mundial.

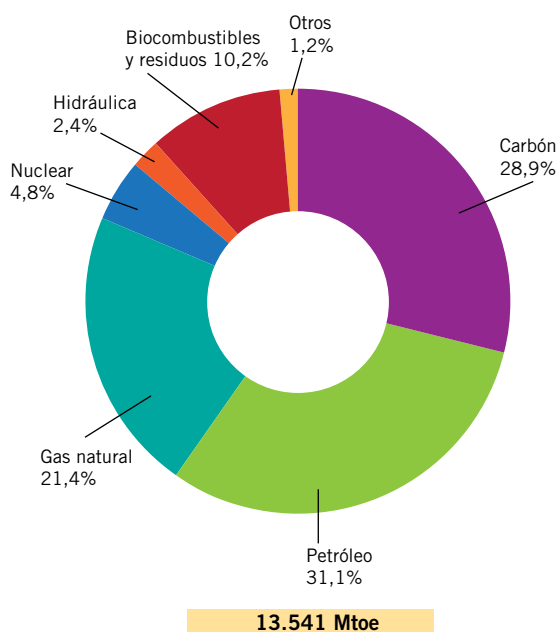
A pesar de la aceptación generalizada del trilema del WEC, el 80% de la matriz energética mundial y, en particular la Argentina, está compuesta por hidrocarburos y los pronósticos más elaborados de las agencias de energía no bajan significativamente estos porcentajes.

El petróleo constituye el principal energético utilizado en el sector transporte en todo el mundo, sector que consume aproximadamente un tercio de la demanda final de energía y en el que, desafortunadamente, no existen muchos antecedentes de análisis de eficiencia en la modalidad y tecnología en medios de transporte, o desarrollos de un energético sustituto capaz de movilizar la flota mundial de vehículos terrestres, marítimos y aéreos.

Algo similar ocurre en el sector de producción de energía eléctrica, este sector consume el 30% de la energía primaria del mundo, que al ser convertidos en energía eléctrica, dos tercios aproximadamente de la energía se desperdicia por pérdidas de transformación (principio de Carnot) abasteciendo el 18% del consumo final de energía, de las

cuales el 40% tiene origen en el carbón y el 30% en derivados de petróleo y gas natural.

Generalmente se piensa solo en términos de electricidad y la discusión se orienta hacia la diversificación de la Matriz de producción de energía eléctrica sin considerar el resto, es decir el 82% de la energía de uso final no eléctrica.



Energía primaria mundo. Fuente IEA KWED, 2015.



Planta compresora Pichanal.

En la actualidad, el gas constituye el 52% de la energía primaria consumida en la Argentina, y el 30% proviene de la importación que ingresa por diferentes nodos del sistema. Este cambio brusco de configuración de los puntos de ingreso de los caudales inyectados de importación se ha producido recientemente, y la consecuencia inmediata de dicho cambio fue la necesidad de adaptar el plan de expansión.

La experiencia muestra la necesidad y la utilidad de elaborar un plan de expansión de la red troncal que pueda aportar a largo plazo la infraestructura requerida para transformar los recursos hidrocarburíferos no debidamente mensurados en reservas.

En términos tecnológicos, adecuar la red de transporte es un problema clásico definido mediante un cálculo hidráulico y una evaluación económica.

El costo unitario de la expansión total en valor presente se obtiene de la suma de las inversiones y los gastos correspondientes a cada cargador medido en  $\text{Mm}^3/\text{d}$ -1000km, descontadas a la tasa "i", de manera que:

$$\text{Costo unitario de transporte} = \sum_{j=1}^N \frac{\text{costo total año } n}{\text{caudal} * \text{distancia}} * \left( \frac{1}{1+i} \right)^n$$

Fuera de cualquier consideración que pudiera hacerse sobre el desarrollo de la red troncal de gasoductos, la realidad muestra que en las últimas dos décadas se ha duplicado la capacidad de transporte.

**Capacidades en  $\text{Mm}^3/\text{d}$  según informes enargas.**

Capacidad de transporte	1993	2000	2010	2014
Inyección en cabecera	71	116	132	148

Esta expansión que ha sido fruto de complejas y polémicas decisiones muestra la flexibilidad que ofrece el sistema de transporte troncal para su expansión.

En beneficio de la economía en general es recomendable que las ampliaciones futuras de la red acompañaran el proceso de incremento del aumento de la oferta doméstica, allí donde este incremento se produzca, ya sean aportes de gas convencionales y no convencionales; en otras palabras, sin una visión prospectiva, aun de carácter informativa, se corre el riesgo de sobreinvertir en zonas de lento desarrollo mientras que otras cuencas con más reservas a disposición pueden sufrir demoras y restricciones.

En un aspecto más general, se necesita implementar una metodología de prospectiva energética que sea posible de ser transformada en política de Estado.

En este contexto resulta útil e importante el análisis global e integrado de una visión prospectiva que oriente la toma de decisiones. Teniendo en cuenta que del futuro no hay "episteme", del futuro solo podemos emitir opinión, con mayor o menor fundamento, pero no dejará de ser una opinión. Aún así, con el correspondiente método de revisión y control, sería un instrumento indispensable que minimizará esfuerzos y optimizará soluciones.

Entendemos el concepto de planeamiento energético como un conjunto de actividades específicas orientadas no a predecir el futuro, sino a emitir hipótesis razonables fundadas en el análisis y el conocimiento, acciones capaces de transformar lo que se decida con control y revisión cada vez que sea necesario.

Además, existe una serie de temas objeto de diferencias de opinión o de conocimiento que no son abordadas en forma integral y constituyen elementos de incertidumbre adicional a un futuro necesariamente contingente.





a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



**INDURA**  
*Ultra Soft*

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



A. MARSHALL MOFFAT S.A.  
ISO 9001:2000  
A 16785

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



Planta compresora Chajan.

Analicemos algunos ejemplos:

#### Ejemplo 1

Regiones no abastecidas con gas natural, ¿existen suficientes estudios para determinar cuál es el conjunto de energéticos que brindan la mejor alternativa sostenible de provisión de energía a dicha región?

#### Ejemplo 2

En un escenario de tarifas más o menos ajustadas a sus costos reales o su costo marginal de largo plazo, ¿qué le convendría a un usuario de cada categoría?, ¿consumir gas o electricidad?

La optimización de la red de gasoductos troncales podrá ser entonces una decisión fundada que represente una visión racional frente a la emergencia, la improvisación y la necesidad inmediata.



Planta compresora Deán Funes.

Afortunadamente el país cuenta con una probada experiencia en la industria del gas y del negocio de transporte, con recursos humanos altamente calificados y de probada experiencia como para afrontar las necesidades de rediseño de su red troncal.

La Argentina en particular, celebra este año el Bicentenario de su Declaración de la Independencia, manifestación inequívoca de la voluntad de un pueblo de constituir un moderno Estado soberano. Es nuevamente una oportunidad para pensar la Nación, para promover la formulación de políticas de Estado que contribuyan a mejorar la vida de los argentinos. ■

#### Bibliografía

International Energy outlook, DOE EIA 2015.

Key World Energy statistic, IEA 2015.

Informe de Actualización de Prospectiva Energética 2016 - APEE 02-2016- UTN FRG Pacheco.

Publicaciones ENARGAS y MINEM.

**Hugo Carranza** es Ingeniero Electricista de UTN, especializado en gas natural en el IPUBA, con más de 30 años de experiencia en el sector de energía; docente e investigador en UTN y en la Escuela Superior de Guerra Conjunta; docente de grado en la Universidad de San Martín y de postgrado en el ITBA. Fue presidente de la SPE Sección Argentina en 2003 y en 2011. Miembro de número de la Academia del Mar. Además es autor de libros y diversas publicaciones.



# 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





# Informe anual 2015 de producción de petróleo y gas de reservorios no convencionales de Neuquén

Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la  
Provincia del Neuquén - Dirección General de Estudios

Por *Ing. Carolina Huenufil Molina (Dirección de Reservorios)* y *Magalí Alonso (Dirección de Geología)*





Este informe considera la producción de petróleo y gas de reservorios *tight* y *shale* correspondientes a 2015 en la provincia del Neuquén. Los valores de producción son los declarados por las empresas a través del sistema DEJU (D.G.I. y T., Dirección General de Información y Tecnología) y la clasificación de pozos según el tipo de reservorio corresponde a lo declarado en el Cap. IV, información aportada por la D.G.E. y E. (Dirección General de Exploración y Explotación) y al análisis de la información de pozos suministrada por las empresas a la D.G.E.

## Reservorios *tight*

En la cuenca Neuquina existen diferentes reservorios *tight* productores de gas distribuidos, principalmente, en el sector centro-este de la provincia. Dentro de estos reservorios se incluye el Basamento (rocas magmáticas), Grupo Precuyo (areniscas, rocas piroclásticas y efusivas) y las Formaciones Los Molles, Lajas, Punta Rosada, Lotena, Tordillo, Sierras Blancas y Mulichinco, conformados mayoritariamente por areniscas compactas (*tight sands*) (Figura 1).

La producción de gas mensual promedio, durante 2015 es de 414 MMm<sup>3</sup> (14,78 Bcf)<sup>1</sup> con un caudal diario promedio durante el mes de diciembre de 14,37 MMm<sup>3</sup>/d con un total de 432 pozos productores (Figura 2 y Tabla 1). Esto representa un aumento del 17,67% en el caudal producido y del 35% en el número de pozos en producción con respecto al mismo período de 2014 (Tabla 2), registrándose una incorporación máxima de 14 pozos durante los meses de febrero y agosto.

De las dieciséis áreas productoras de gas en arenas compactas, solo cuatro superaron los 500 MMm<sup>3</sup> (17,85 Bcf) anuales durante el 2015 y en conjunto representan el 70% del total de la producción de gas en reservorios *tight* de la provincia. De este porcentaje, Loma La Lata-S<sup>a</sup> Barrosa representa el 29,6%; Rincón del Mangrullo, el 15,3%; Lindero Atravesado, el 14,1%; y completa la lista El Mangrullo cuya producción anual corresponde al 11,1% (Figura 3 y Tabla 3).

Se realizó un análisis de declinación de la producción a 25 años mediante el modelo hiperbólico (Arps 1945) para las cuatro áreas de mayor participación. Según el pozo tipo para cada una de ellas, se estima que la recuperada final de gas (EUR) para el área El Mangrullo será de 220 MMm<sup>3</sup>; para Lindero Atravesado, de 190 MMm<sup>3</sup>; en el caso de Loma la Lata-S<sup>a</sup> Barrosa alcanzará los 159 MMm<sup>3</sup>, y Rincón del Mangrullo llegará a los 133 MMm<sup>3</sup> de gas (Figuras 4 a, b, c y d).

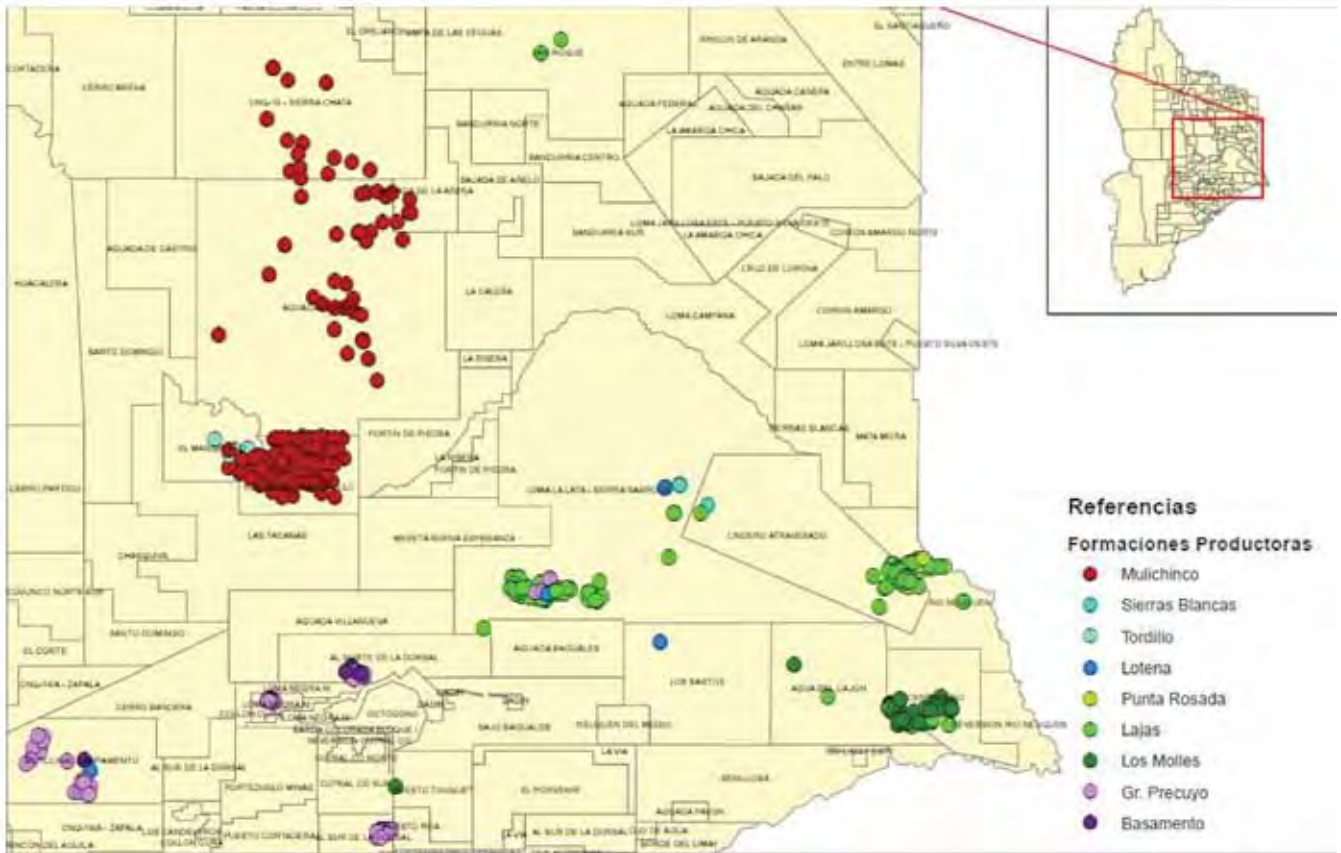


Figura 1. Reservorios *tight*, provincia del Neuquén. 2015. Áreas y formaciones productoras de gas en reservorios *tight*. Provincia del Neuquén.

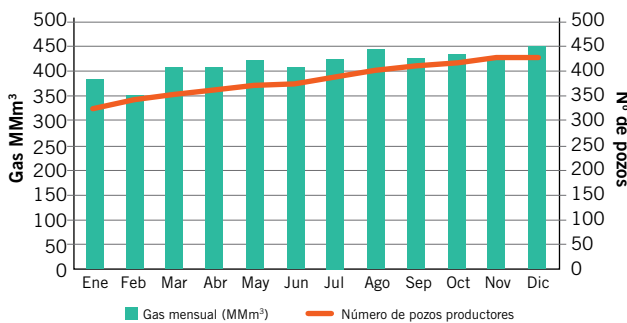


Figura 2. Producción mensual de gas en reservorios *tight* y número de pozos productores. Provincia del Neuquén, 2015.

**Producción mensual de gas. Reservorios *tight* - 2015**

Mes	Gas (MMm³)	Número de pozos productores
Enero	384,21	328
Febrero	350,36	342
Marzo	406,28	353
Abril	403,90	361
Mayo	420,31	371
Junio	406,06	372
Julio	422,26	385
Agosto	442,73	399
Septiembre	424,49	408
Octubre	435,19	415
Noviembre	424,77	427
Diciembre	445,46	432

Tabla 1. Producción mensual de gas y número de pozos productores. Reservorios *tight*. 2015.

**Comparativa de producción. Diciembre 2014 - 2015**

	Prod. Gas (MMm³)	Pozos productores
Diciembre 2014	378,55	318
Diciembre 2015	445,46	432
Diferencia	17,67% ↑	35% ↑

Tabla 2. Comparación de producción y número de pozos productores de gas en reservorios *tight* y cálculo de variación porcentual entre diciembre de 2014 y 2015.

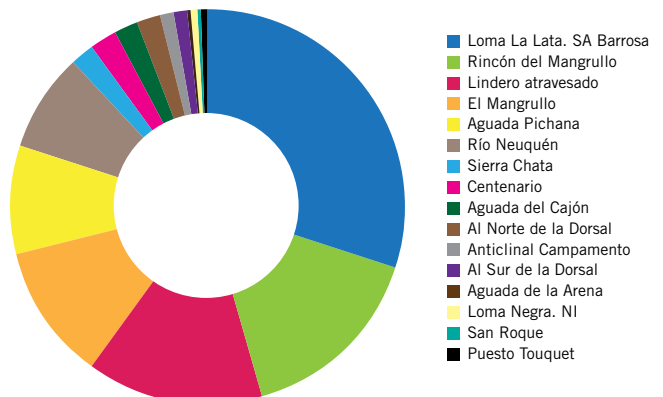


Figura 3. Porcentaje de participación por área en la producción de gas en arenas compactas. 2015.





# ULTRALIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



## Urban



Modelo  
**FRONTIER BROWN**

CORDONES\*  
◆◆



Modelo  
**HORIZON BROWN**

CORDONES\*  
◆◆

NUMERACIÓN DISPONIBLE 36 AL 46.

\*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



**PUNTERA DE ALUMINIO**  
40% MÁS LIVIANA



**CALZADO**  
DIELECTRICO



Área Prod.	Anual de gas (MMm <sup>3</sup> )	Porcentaje de participación
1_Loma La Lata – Sierra Barrosa	1469,73	29,6
2_Rincón del Mangrullo	760,76	15,3
3_Lindero Atravesado	700,68	14,1
4_El Mangrullo	552,69	11,1
5_Aguada Pichana	437,99	8,8
6_Río Neuquén	387,23	7,8
7_Sierra Chata	141,87	2,9
8_Centenario	120,63	2,4
9_Aguada del Cajón	98,69	2,0
10_Al Norte de la Dorsal	93,32	1,9
11_Anticlinal Campamento	77,45	1,6
12_Al Sur de la Dorsal	59,81	1,2
13_Aguada de la Arena	25,73	0,5
14_Loma Negra - NI	19,6	0,4
15_San Roque	10,35	0,2
16_Puesto Touquet	9,48	0,2

70% del total de la producción de gas en reservorios *tight* de la provincia.

Tabla 3. Ranking de áreas productoras de gas en arenas compactas y porcentaje de participación. 2015.

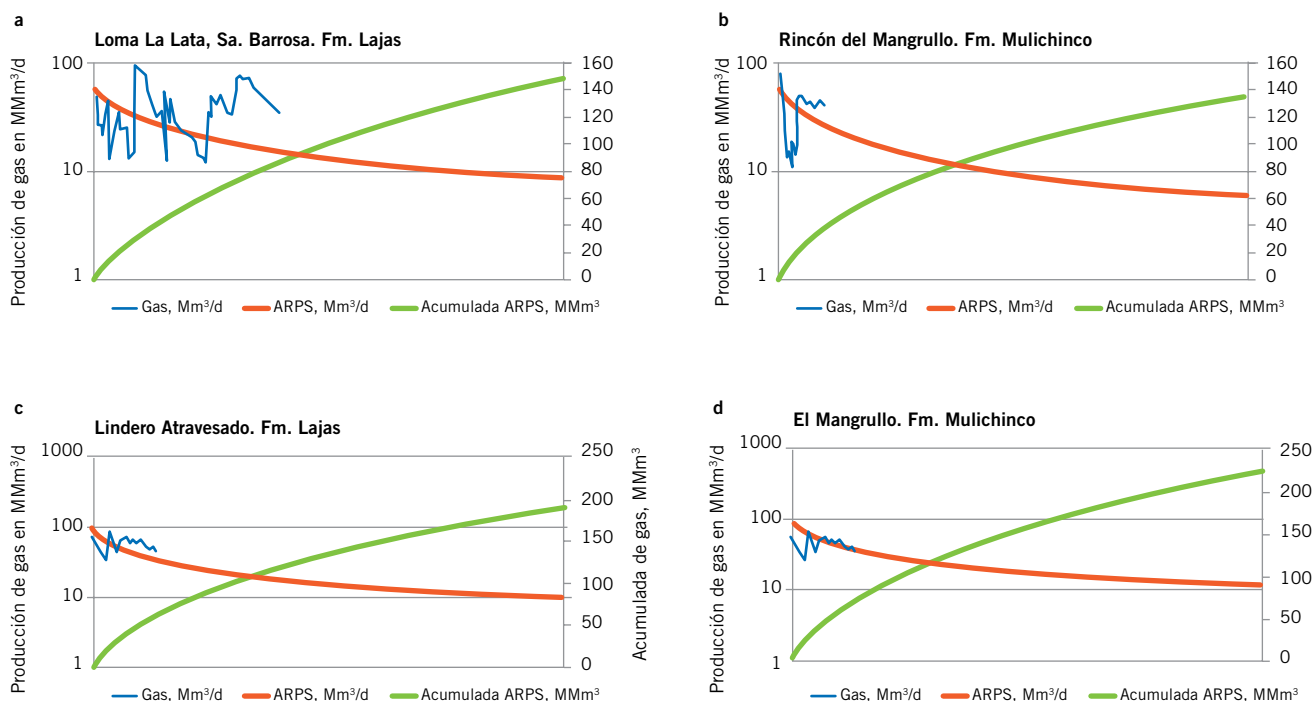


Figura 4. Reservorios *tight*. Pozos tipo por área. (a) Pozo tipo @ 25 años, considerando los pozos productores de gas de arenas compactas de la Fm. Lajas en el área Loma La Lata-Sa. Barrosa. (b) Pozo tipo @ 25 años, considerando los pozos productores de gas de arenas compactas de la Fm. Mulichinco en el área Rincón del Mangrullo. (c) Pozo tipo @ 25 años, considerando los pozos productores de gas de arenas compactas de la Fm. Lajas en el área Lindero Atravesado. (d) Pozo tipo @ 25 años, considerando los pozos productores de gas de arenas compactas de la Fm. Mulichinco en el área El Mangrullo.

## Reservorios *Shale*

La Fm. Vaca Muerta constituye el reservorio *shale* de petróleo y gas más importantes de la provincia del Neuquén.

Durante diciembre de 2015, la producción de petróleo en reservorios *shale* fue de 123,64 Mm<sup>3</sup> (778 Mbbbl)<sup>2</sup> con un caudal diario de 4 Mm<sup>3</sup> y 508 pozos productores, mientras que el volumen de gas (gas y gas asociado) producido para el mismo período fue de 108,13 MMm<sup>3</sup> (3.86 Bcf) con una producción diaria de 3 MMm<sup>3</sup> y 527 pozos productores (Figura 5 y Tabla 4).

Si se comparan los valores producidos de gas y petróleo entre diciembre de 2014 y diciembre de 2015, se observa

un incremento del 36% en la producción de petróleo y un 16% en el caudal producido de gas. Para el mismo período considerado, el aumento en el número de pozos productores es del 56%, lo cual representa una incorporación de 190 pozos durante 2015 (Tabla 5).

De la producción anual en reservorios *shale*, el área Loma Campana representa un 89% del caudal producido de petróleo en la provincia del Neuquén durante 2015, seguida por el área Sierras Blancas con un 3% y luego se ubican el resto de las áreas, que en conjunto representan el 8% restante del total (Figura 6). En cuanto a la producción de gas, la participación de Loma Campana (gas asociado al petróleo) involucra el 59% del total, seguida por El Oreja-



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA



25 años al servicio de nuestros clientes



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

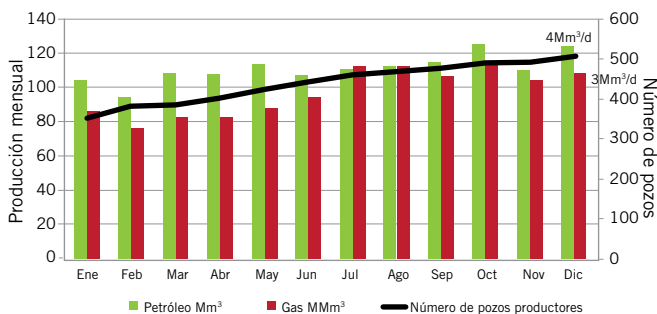


Figura 5. Producción mensual de gas y petróleo y número de pozos productoras de gas seco. Provincia del Neuquén. 2015.

no con un 21% y Aguada Pichana con el 14 % (Figura 7), productoras de gas seco.

Si se compara la producción acumulada de petróleo entre un pozo horizontal y otro dirigido, ambos productores de la Fm. Vaca Muerta, se puede observar que, para un período de 22 meses en producción, el pozo dirigido acumula 5,96 Mm<sup>3</sup> (37,48 Mbbl) de petróleo, contra 10,89 Mm<sup>3</sup> (68,5 Mbbl) en el horizontal, lo cual representa un 45% más de volumen acumulado (Figura 8a). De igual manera, al comparar la producción acumulada de gas en reservorios shale, un pozo vertical acumula 29,2 MMm<sup>3</sup> (1,04 Bcf) de gas, mientras que un pozo horizontal 69,2 MMm<sup>3</sup> (2,47 Bcf) de gas, lo que representa un 53% más de caudal acumulado en un lapso de 22 meses en producción (8 b).

#### Producción mensual en reservorios shale

Mes	Petróleo (Mm³)	Gas (MMm³)	Nro. de pozos prod. Pet.	Nro. de pozos prod. Gas
Enero	104,21	85,58	353	363
Febrero	94,05	75,73	381	383
Marzo	107,26	81,77	388	395
Abril	107,22	82,03	403	412
Mayo	113,22	87,10	422	428
Junio	106,25	93,81	443	449
Julio	110,68	112,05	457	459
Agosto	112,20	111,66	469	471
Septiembre	113,87	105,94	475	484
Octubre	124,53	114,44	481	495
Noviembre	109,89	103,81	493	511
Diciembre	123,64	108,13	508	527

Tabla 4. Producción mensual de gas y petróleo y número de pozos productoras de gas seco. Provincia del Neuquén. 2015.

#### Comparativa de producción. Diciembre 2014 - 2015

	Prod. Gas (MMm³)	Prod. Pet. (Mm³)	Pozos productoras
Diciembre 2014	79,3	106	337
Diciembre 2015	108,13	123,64	527
Diferencia	36% ↑	16% ↑	56% ↑

Tabla 5. Comparación de la producción y número de pozos productoras de gas seco. Provincia del Neuquén. 2015.

## MÁS EFICIENTE EN LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

CONOZCA MAS DE NUESTRAS UNIDADES DE NEGOCIO QUE DESDE HACE 4 AÑOS FUNCIONAN EN ARGENTINA

Equipo de perforación montado sobre camiones

Equipos de Perforación y Reparación de Pozos

Equipos de fracturación

Equipos de fracturamiento

Equipos en Boca de Pozo y Cabezas

Equipos de Procesamiento de Petróleo y Gas

Compresores recíprocos

Equipos de generación de nitrógeno

Equipos de cementación

Equipos de Compresión de Gas

**KERUI**

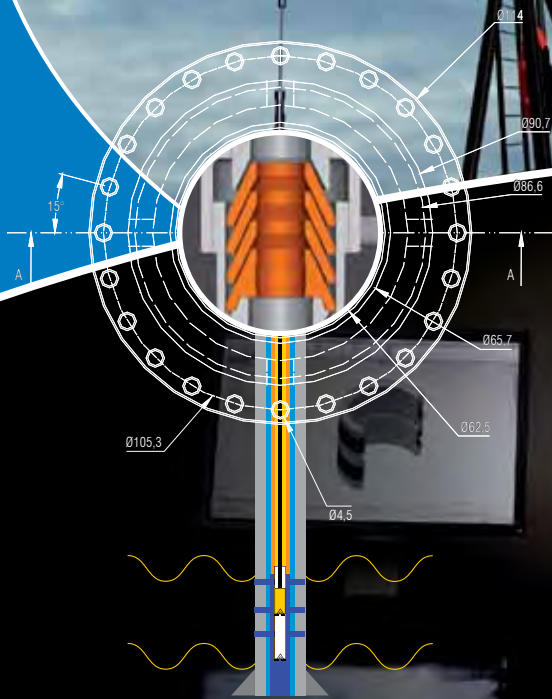
**KERUI PETROLEUM ARGENTINA**  
 Av. Carlos Pellegrini 1363, 1 piso, Capital Federal, Argentina.  
 federicomiller@keruigroup.com 0054 11 3270 0674  
 marcelo@keruigroup.com 0054 11 2363 1606  
 www.keruigroup.com

**KERUI**  
**KERUI PETROLEUM**



# Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.legos.pablomagno.com.ar



## Bivortek Ingeniería®

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

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



Centro de atención al cliente  
**+54 11 4554 8838**  
[www.bivort.com.ar](http://www.bivort.com.ar)

 **Bivort®**  
RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

**Producción anual de petróleo en reservorios shale. Provincia del Neuquén (2015)**

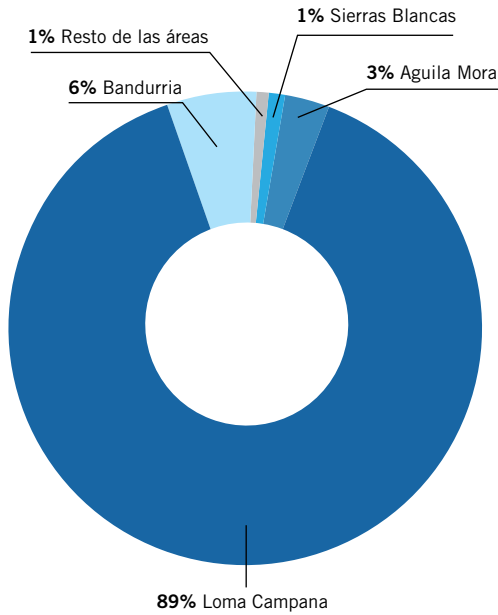


Figura 6. Porcentaje de participación por área en la producción de petróleo en reservorios shale. Provincia del Neuquén. 2015.

**Producción anual de gas en reservorios shale. Provincia del Neuquén (2015)**

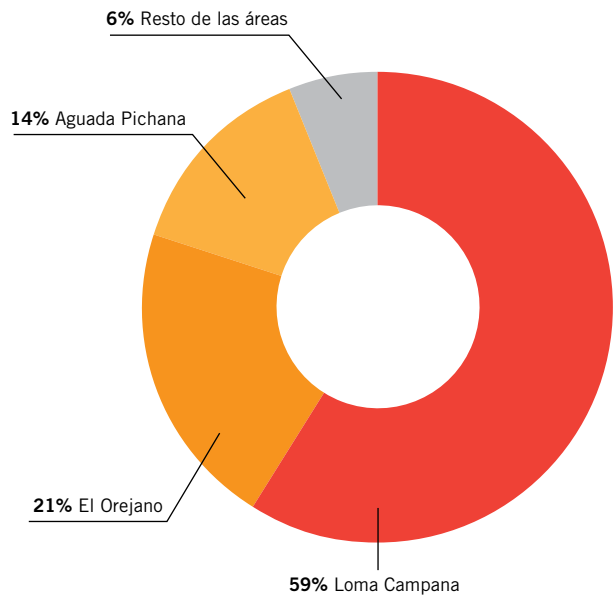


Figura 7. Porcentaje de participación por área en la producción de gas en reservorios shale. Provincia del Neuquén. 2015.

# CURSOS DE GEOCIENCIAS

Advanced Sequence Stratigraphy Principles and Applied Seismic Stratigraphy (with an introduction to recap the basics)

Vitor Abreu

27 de junio al 1 de julio

Modelado de Sistemas Petroleros

Ricardo Veiga

29 al 31 de agosto

Estimación Probabilística de Reservas y Análisis de Riesgo Geológico

Carlos Cruz

11 al 14 de octubre

Evaluación de Formaciones

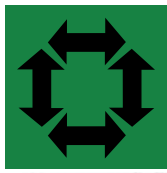
Luis Stinco

7-11 de noviembre

Informes e inscripción: [cursos@iapg.org.ar](mailto:cursos@iapg.org.ar)







# LOCKWOOD

COMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

## Safe Well Program

LOCKWOOD ha desarrollado el Programa **Safe Well**, el Risk Management Program orientado a mejorar la gestión de seguridad en el trabajo Cotidiano de Perforación, Workover y en Pozos.

### **PC** Planes de Contingencia para Blowout - BOCP

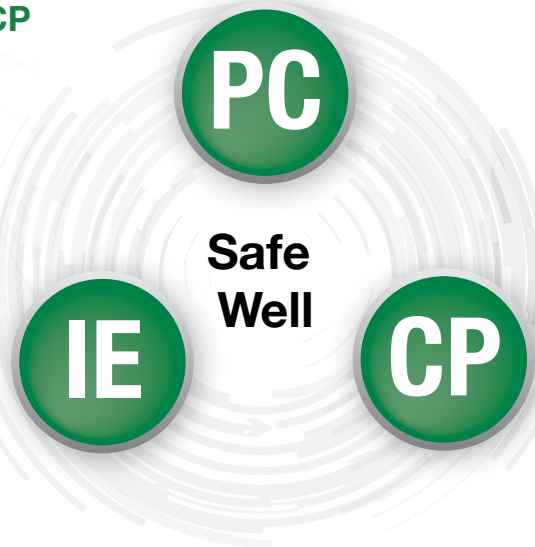
Confección, revisión, auditoría y simulacros para BOCPs, para pozos onshore y offshore.

### **IE** Inspección de Equipos y Pozos

Orientado a la inspección y auditorías de Equipos de Torre y Rigless, como también a bocas de pozos.

### **CP** Capacitación y Formación Profesional

Desarrollado por especialistas con experiencia comprobada en la industria del petróleo y del gas, cuyo objetivo es transmitir, evaluar y certificar conocimientos y habilidades, enmarcado dentro de la Escuela de Well Control.



Ponemos a disposición de la industria más de 20 años de experiencia orientados a asegurar los procesos de nuestros clientes, desarrollar su capital humano y preservar la vida, el medio ambiente e instalaciones.



Av. Ing. Luis A. Huergo 2914, PIN Oeste (Q8302SJR) Neuquén, Prov. de Neuquén, Patagonia, Argentina

Tel.: +54 299 4413782 / 4413785 / Fax: +54 299 4413822

informes@lockwood.com.ar / www.lockwood.com.ar

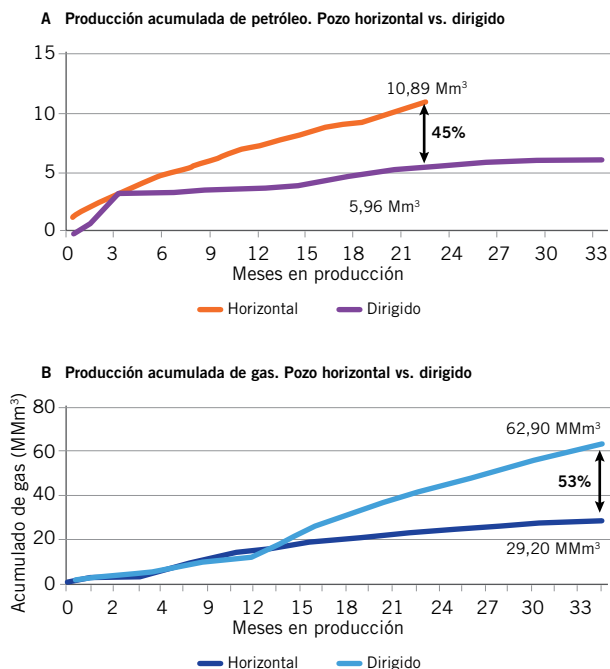


Figura 8. (A) Comparación de la producción acumulada de petróleo de reservorios *shale* por un pozo horizontal y un pozo dirigido. (B) Comparación del caudal de gas acumulado de reservorios *shale* por un pozo horizontal y un pozo vertical.

## Participación de los reservorios no convencionales en la producción total de la provincia

La producción de gas en la provincia del Neuquén alcanzó los 1700 MMm<sup>3</sup> (60,7 Bcf) en diciembre de 2015 (Figura 9a). Considerando el volumen anual producido, el 70% corresponde a los reservorios convencionales, el 24% al caudal producido de reservorios de arenas compactas, mientras que los reservorios *shale* representan el 6% (Figura 10a). El desarrollo de los reservorios no convencionales en la provincia a partir de 2006 contribuyó a la atenuación de la declinación anual en la producción de gas de reservorios convencionales, pero a partir de 2014 se detectó un aumento en la producción total, alcanzando un alza del 7,5% durante 2015 (Figura 11).

Durante diciembre de 2015, la producción de petróleo en la provincia de Neuquén alcanzó los 540 Mm<sup>3</sup> (3,4 MMbbl) (Figura 9b). Del total anual, el volumen producido de reservorios *shale* representa el 18% (Figura 10b) y el desarrollo de este tipo de reservorios desde 2011 provocó una atenuación de la declinación anual de la producción de petróleo, alcanzando un valor promedio del 4%, aunque a partir de 2014 la declinación es prácticamente despreciable (Figura 12).

**NACE**  
INTERNACIONAL

**IAPG**  
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

**PROGRAMA DE CURSOS NACE**

- PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS Nivel 1**  
5 al 10 de Septiembre
- PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS Nivel 2**  
12 al 17 de Septiembre
- PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS Nivel 3 - Certificación "Peer Review"**  
24 al 26 de Octubre
- PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 - Ensayista en Protección Catódica**  
31 de Octubre al 5 de Noviembre
- PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 - Técnico en Protección Catódica**  
7 al 12 de Noviembre
- PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 4 - Especialistas en Protección Catódica**  
1 al 6 de Agosto





Venta directo de fábrica  
Alquiler de hidrogrúas  
Montaje de equipos  
Mantenimiento & Repuestos

# AXION

ELEVADORES & HIDROGRÚAS

## EFFER

EXCLUSIVO ACUERDO  
DE COMPLEMENTACIÓN

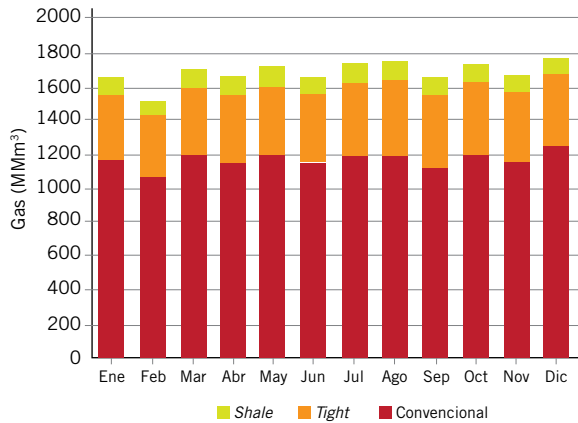
ISO  
9001  
QUALITY  
ASSURANCE



0800 555 0202 • [axionlift.com](http://axionlift.com)

BUENOS AIRES | NEUQUÉN | CÓRDOBA

a Producción mensual de gas en reservorios *shale*, *tight* y convencional



b Producción mensual de petróleo en reservorios *shale*, *tight* y convencional

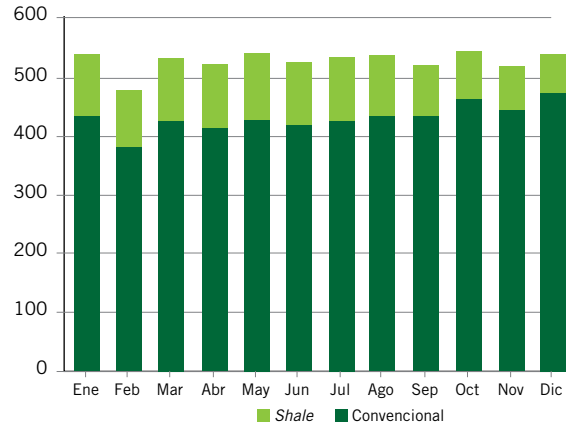
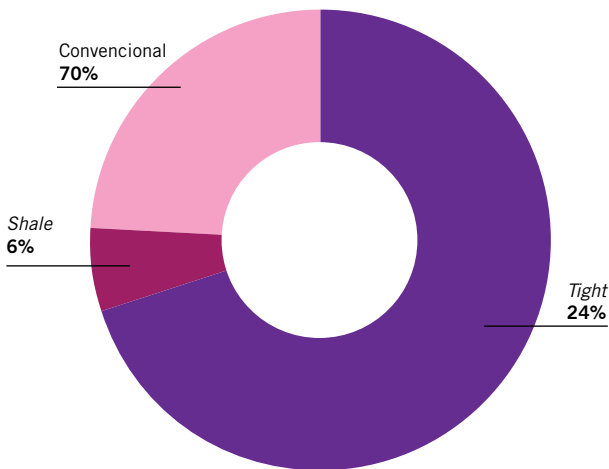


Figura 9. Impacto del caudal producido en reservorios *tight* y *shale* en la producción total de la provincia del Neuquén.

(a) Producción mensual de gas durante 2015 en reservorios *shale*, *tight* y convencionales en la provincia del Neuquén. (b) Producción mensual de petróleo durante 2015 en reservorios *shale* y convencionales en la provincia del Neuquén.

A Porcentaje de participación anual en la producción de gas por reservorio



B Porcentaje de participación anual en la producción de petróleo por reservorio

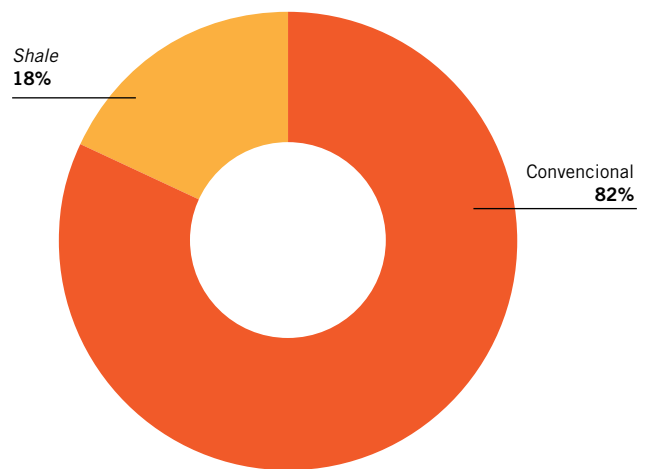


Figura 10. (A) Porcentaje de participación anual en la producción de gas en reservorios *shale*, *tight* y convencionales. provincia del Neuquén. 2015. (B) Porcentaje de participación anual en la producción de petróleo en reservorios *shale* y convencionales en la provincia del Neuquén durante 2015.

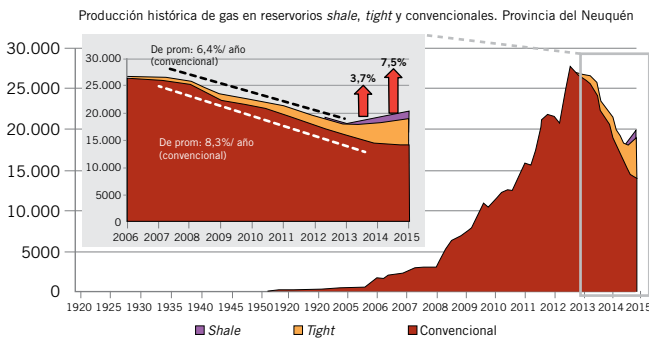


Figura 11. Evolución histórica de la producción de gas en la provincia del Neuquén, e impacto del caudal producido por reservorios no convencionales en el total provincial.

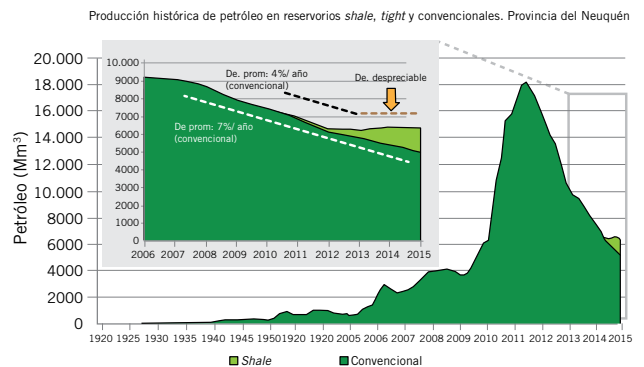


Figura 12. Evolución histórica de la producción de petróleo en la provincia del Neuquén, e impacto del caudal producido por reservorios no convencionales en el total provincial.



**3M** Ciencia.  
Aplicada a la vida.™

## Cascos 3M™ H-700

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

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



Proveedor  
Minero Nacional  
Homologado



Evaluado por



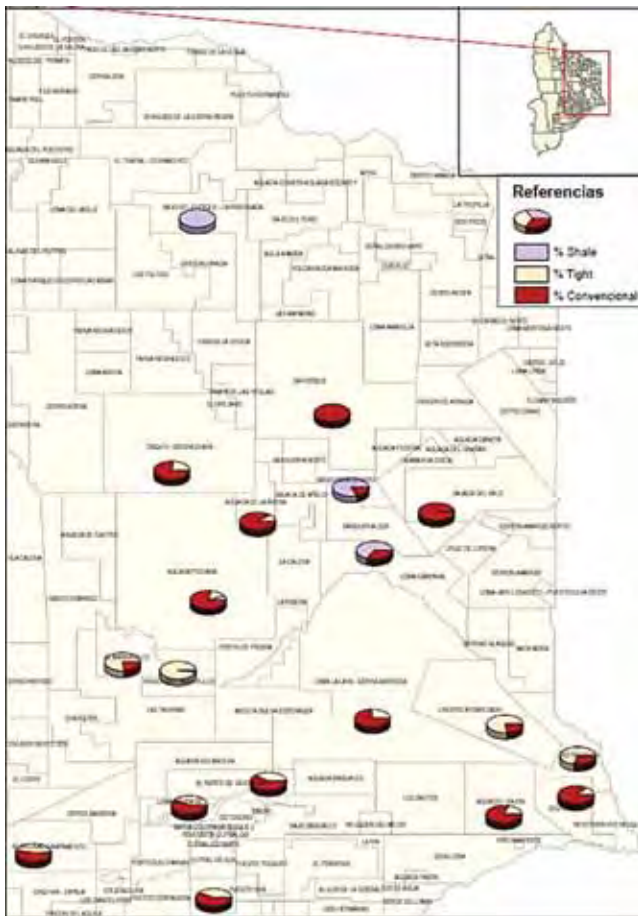


Figura 13. Porcentaje de participación en la producción anual de gas según el tipo de reservorio por área en la provincia del Neuquén. 2015.

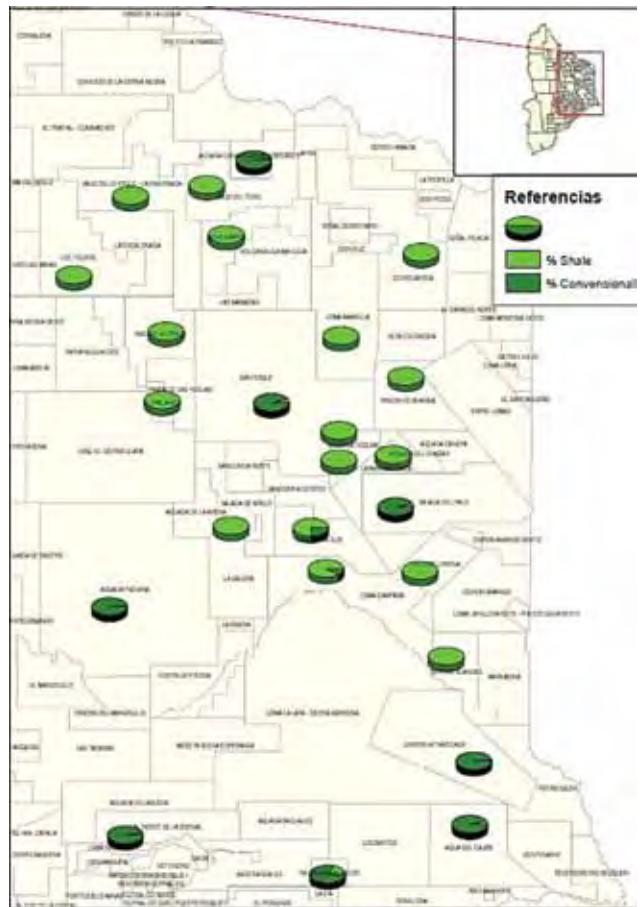


Figura 14. Porcentaje de participación en la producción anual de petróleo según el tipo de reservorio por área en la provincia del Neuquén. 2015.

# M MARTELLI ABOGADOS

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



# Volvimos con energía



Servicios al sector energético.

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

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



**Participación según tipo de reservorio en la producción de GAS anual en áreas con producción de reservorios no convencionales. 2015.**

Área	Shale	Tight	Convencional
RINCÓN DEL MANGRULLO	0%	98%	2%
LINDERO ATRAVESADO	0,1%	77,3%	22,6%
EL MANGRULLO	0%	76,9%	23,1%
RÍO NEUQUÉN	0%	69,8%	30,2%
ANTICLINAL CAMPAMENTO	1,3%	45,6%	53,1%
LOMA NEGRA NI	0%	43,4%	56,6%
AL SUR DE LA DORSAL	0,1%	43,1%	56,8%
AL NORTE DE LA DORSAL	1,2%	39,9%	58,9%
LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	0,1%	26,1%	73,8%
SIERRA CHATA	0,8%	22,7%	76,5%
AGUA DEL CAJÓN	0,1%	18,9%	81%
AGUADA PICHANA	5,4%	15,3%	79,3%
CENTENARIO	0,1%	12,2%	87,7%
AGUADA DE LA ARENA	0,0%	10,3%	89,7%
SAN ROQUE	0,1%	0,5%	99,4%
ENTRE LOMAS	0,1%	0%	99,9%
BAJADA DEL PALO	1,1%	0%	98,9%
LOMA JARILLOSA ESTE - PUESTO SILVA OESTE	0,2%	0%	99,8%
AGUADA DEL CHIVATO - AGUADA BOCAREY	0,6%	0%	99,4%
EL TRAPIAL - CURAMCHED	0,7%	0%	99,3%
LOMA CAMPANA	65,5%	0%	34,5%
BANDURRIA	82,7%	0%	17,3%
LA AMARGA CHICA	100%	0%	0%
AGUADA FEDERAL	100%	0%	0%
AGUILA MORA	100%	0%	0%
BAJADA DE AÑELO	100%	0%	0%
BAJO DEL CHOIQUE	100%	0%	0%
BAJO DEL TORO	100%	0%	0%
CERRO PARTIDO	100%	0%	0%
COVUNCO NORTE SUR	100%	0%	0%
CRUZ DE LORENA	100%	0%	0%
EL OREJANO	100%	0%	0%
FORTÍN DE PIEDRA	100%	0%	0%
LA INVERNADA	100%	0%	0%
LOMA AMARILLA	100%	0%	0%
LOS TOLDOS	100%	0%	0%
RINCÓN DE ARANDA	100%	0%	0%
RINCÓN LA CENIZA	100%	0%	0%
SIERRAS BLANCAS	100%	0%	0%

**Participación según tipo de reservorio en la producción de PETRÓLEO Y CONDENSADO anual en áreas con producción de reservorios no convencionales. 2015.**

Área	Shale	Convencional
AGUADA FEDERAL	100%	0%
AGUILA MORA	100%	0%
BAJADA DE AÑELO	100%	0%
BAJO DEL CHOIQUE	100%	0%
BAJO DEL TORO	100%	0%
CERRO AVISPA	100%	0%
CERRO PARTIDO	100%	0%
COVUNCO NORTE SUR	100%	0%
CRUZ DE LORENA	100%	0%
EL OREJANO	100%	0%
LA INVERNADA	100%	0%
LOMA AMARILLA	100%	0%
LOS TOLDOS	100%	0%
RINCÓN DE ARANDA	100%	0%
RINCÓN LA CENIZA	100%	0%
SIERRAS BLANCAS	100%	0%
LA AMARGA CHICA	100%	0%
LOMA CAMPANA	90,3%	9,7%
BANDURRIA	75,6%	24,4%
LOMA JARILLOSA ESTE - PUESTO SILVA OESTE	35,1%	64,9%
NEUQUEN DEL MEDIO	16,8%	83,2%
SAN ROQUE	4,8%	95,2%
AGUA DEL CAJÓN	4,7%	95,3%
BAJADA DEL PALO	4,3%	95,7%
COIRON AMARGO	2,8%	97,2%
AL NORTE DE LA DORSAL	2,5%	97,5%
AGUADA PICHANA	1,6%	98,4%
AGUADA DEL CHIVATO - AGUADA BOCAREY	1,4%	98,6%
LINDERO ATRAVESADO	1,1%	98,9%
ENTRE LOMAS	0,9%	99,1%
CENTENARIO	0,5%	99,5%
CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	0,4%	99,6%
LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	0,4%	99,6%
EL TRAPIAL - CURAMCHED	0,3%	99,7%

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



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

**Oficina**  
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAQ Bs. As., Argentina

**Teléfono**  
(54-11) 5352-7777

**Fax**  
(54-11) 5256-6319

**website**  
www.vyp.com.ar

**email**  
info@vyp.com.ar



# Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



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

[f /tecpetrol](https://www.facebook.com/tecpetrol)

[in /company/tecpetrol](https://www.linkedin.com/company/tecpetrol)

[t @tecpetrol](https://twitter.com/tecpetrol)



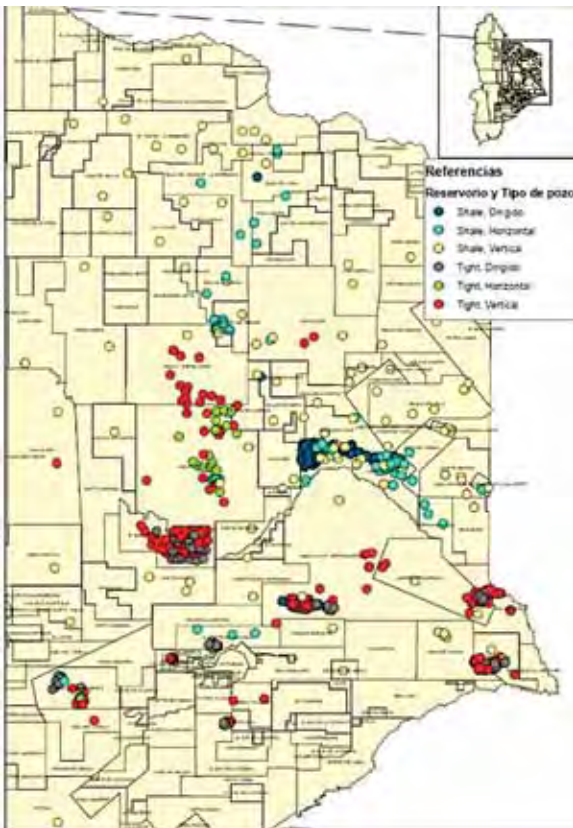
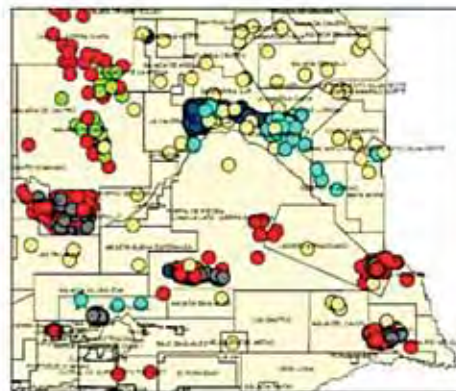
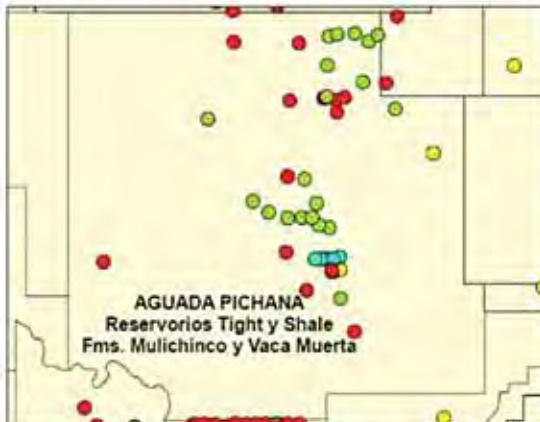
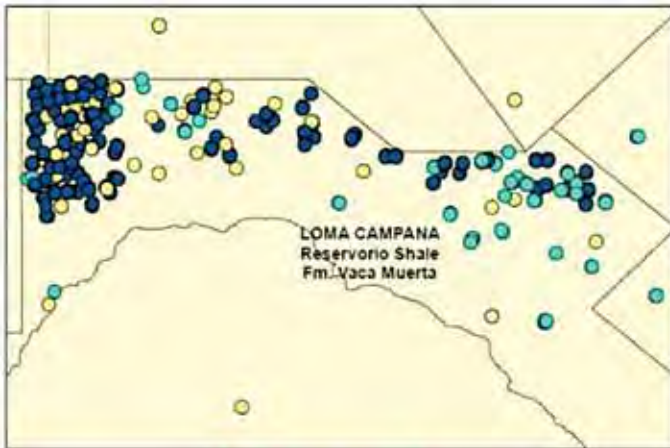


Figura 15. Distribución de pozos verticales, horizontales y dirigidos en reservorios *shale* y *tight*. Provincia del Neuquén.



- Referencias**
- Reservorio y Tipo de pozo**
- Shale, Dirigido
  - Shale, Horizontal
  - Shale, Vertical
  - Tight, Dirigido
  - Tight, Horizontal
  - Tight, Vertical

Figura 16. Distribución de pozos verticales, horizontales y dirigidos en reservorios *shale* y *tight*, en las áreas Loma Campana, Loma La Lata – Sa Barrosa y Aguada Pichana. Provincia del Neuquén. 2015.



# Soluciones Avanzadas

Gerenciamiento de operaciones

Gerenciamiento de activos

Contabilidad de producción y reconciliación

Validación de pruebas de pozo

Gerenciamiento de alarmas

Optimización de procesos

Simulación dinámica para entrenamiento de operadores

Monitoreo de Corrosión

Capacitación

- Simulación de procesos
- Control avanzado de procesos
- Gerenciamiento de alarmas y operaciones
- Corrosión





Sistemas de transmisión de  
**corriente alterna**  
versus  
**corriente continua**  
en **extra alta tensión**

Segunda parte





En esta segunda parte del trabajo se continúa evaluando alternativas para interconectar la cogeneración desde los extremos sur y norte del país.

Por **Ing. Vicente Serra Marchese**

**Líneas de corriente alterna.  
Línea 1. Corredor Comahue**

E.T. Origen	
E.T. Destino	
Terna N°	1
Tens. Nom.	500 kV
Long.	420 km
Conductores	Secc. Mm <sup>2</sup> 282,6
	Tipo DOVE
	Material Al/Ac
	No x fase 4
Hilo guardia	Secc. Mm <sup>2</sup> 72,23
	Material Al/Ac
Resist. terreno	100 ohm x m
Torres	Material Ac. Galv.
Pot. NAT	963 MW
Imped. Caract.	259,50 ohm
Const. Atenuac.	0,00005003 neper/km
Const. fase	0,00107626 rad/km
Vel. Prop.	290700,00 km/seg.
Corriente MAX	1959,00 A
Potencia MAX	1696,54 MW

**Líneas de corriente alterna.  
Línea 3. Corredor Comahue**

E.T. Origen	
E.T. Destino	
Terna N°	1
Tens. Nom.	500 kV
Long.	420 km
Conductores	Secc. Mm <sup>2</sup> 317,05
	Tipo P. RIVER
	Material Al/Ac
	No x fase 4
Hilo guardia	Secc. Mm <sup>2</sup> 72,23
	Material Al/Ac
Resist. terreno	100 ohm x m
Torres	Material Ac. Galv.
Pot. NAT	966 MW
Imped. Caract.	234,90 ohm
Const. Atenuac.	0,00452003 neper/km
Const. fase	0,00107321 rad/km
Vel. Prop.	291900,00 km/seg.
Corriente MAX	2169 A
Potencia MAX	1876,19 MW

Tabla 2. Datos comparativos de los conductores de la primera y segunda línea.

## Aplicación del modelo al sistema del Comahue

El corredor Comahue históricamente ha tenido una limitación operativa de 4600 MW por límites cruzados con el sistema de transmisión de Yacyreta. Si pudiésemos convertir la segunda terna y la tercera del sistema CA Chocon-Buenos Aires en tres bipolos de CD, las restricciones de los dos corredores desaparecerían.

Para la conversión se tendrán en cuenta las pérdidas de los conductores en operación, que estará limitada por la temperatura y las condiciones ambientales, de manera que la flecha máxima en el medio del vano no viole la distancia de seguridad al suelo. Tenemos los siguientes datos del conductor de la primera línea y tercera línea en la tabla 2.

Respecto de la distancia de aislación, utilizaremos el modelo de Laruskian, por lo tanto asumiremos un valor conservador de  $k=1,20$  dado que la mayoría de las áreas atravesadas no indican una polución atendible.

En el siguiente cuadro comparamos mediante el uso de los mismos conductores y sin introducir cambios en el aislamiento las potencias transmitidas con uno y otro sistema a igualdad de pérdidas

Aplicando las ecuaciones 1,2, 3 y 9 tenemos que

$$V_d = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times E_f \quad V_d = 1,20 \times \frac{2,5}{1,7} \times 303 \text{ kV (Tensión fase tierra RMS CA)} = 534 \text{ kV}$$

La potencia máxima a transferirse la calculamos con la ecuación 10

$$P_{CD} = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times \frac{V_d}{E_f} \times P_{CA} = 1,20 \times \frac{2,5}{1,7} \times \frac{534}{303} \times 2400 \text{ MW (1200 MW cada terna de CA)}$$

$$P_{CD} = 7432 \text{ MW casi 3 veces más}$$

Verificamos ahora si el nivel de tensión determinado del sistema de CD, haciendo un análisis de las distancias eléctricas en las estructuras de suspensión, es posible.

Primero analizamos la coordinación de aislación de la estructura, conforme el modelo usado por el Laboratorio de Alta Tensión de La Plata<sup>8</sup>.

**Distancia en aire en condiciones normales de operación**

$$D_{est} = \frac{U}{100} - 1,4m$$

Para una línea de CA 500 kV resulta la distancia de 3,60 m

**Distancia línea de fuga en la cadena de aisladores**

La longitud de la línea de fuga de los aisladores debe cumplir la siguiente ecuación, en casos de contaminación normales:

$$L_{fuga} = \frac{0,03 U}{3,2} m$$

Para una línea de CD 500 kV resulta  $L_{fuga} = 4,69 m$

**Distancia al suelo en medio del Vano**

Para la distancia al suelo (en el punto y condición de flecha máxima) se utiliza la siguiente fórmula:

$$D_{min.} = 6 + 0,006 (U-45) m$$

Para una línea de CD 500 kV resulta  $D_{min} = 8,73 m$

**Verificación de las líneas del Comahue en las torres de suspensión**

Basándonos en la geometría de la torre convencional determinaremos el cumplimiento de las distancias eléctricas para su aplicación en CD.

Analizando la geometría de las torres (figuras 15 y 16) observamos que los valores determinados cumplen en forma adecuada con el nivel de seguridad que se le debe dar al aislamiento, máxime, que estas líneas tienen un nivel básico de aislamiento BIL (aislación a descarga atmosférica) de  $1425 kV=3,49 p.u.$  y SIL (aislamiento a impulso de maniobra) de  $1175 kV=2,88 p.u.$

**Verificación de Distancias Mínimas entre Fases**

En esta sección verificaremos el comportamiento del aislamiento entre fases, de modo de asegurar un comportamiento acorde con el resto de los modos de falla por cuestiones eléctricas para el distanciamiento de fase-fase entre conductores y del bipolo.

Como referencia para este análisis se adopta el criterio presentado por

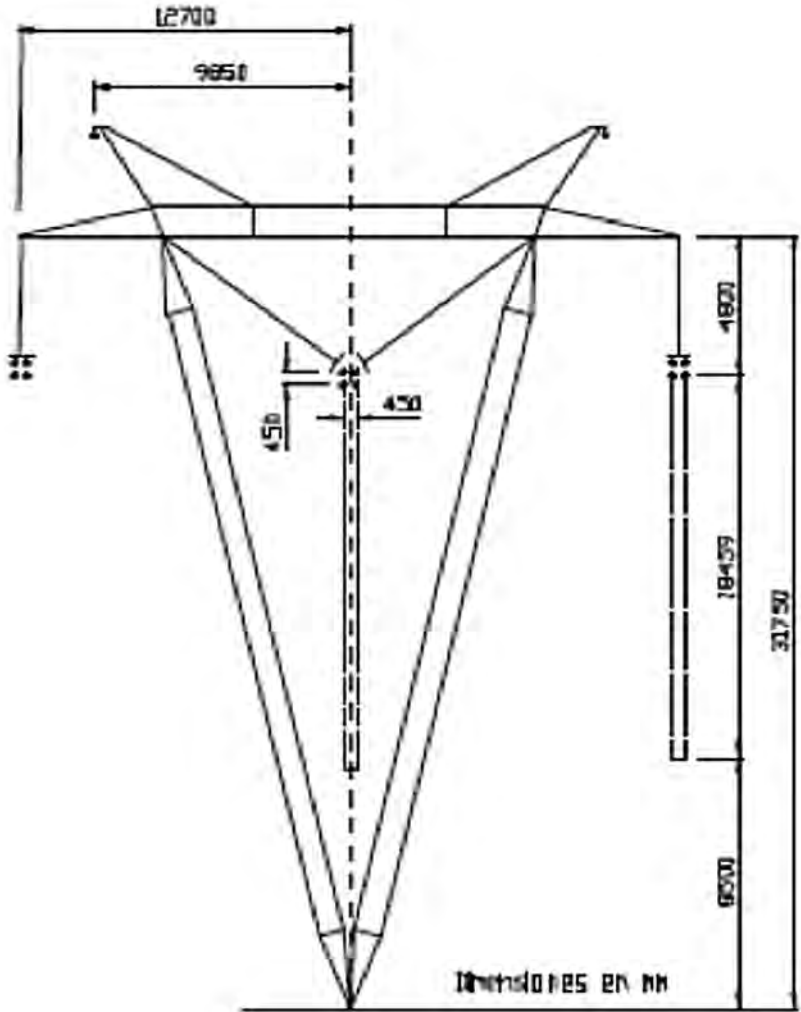


Figura 15.

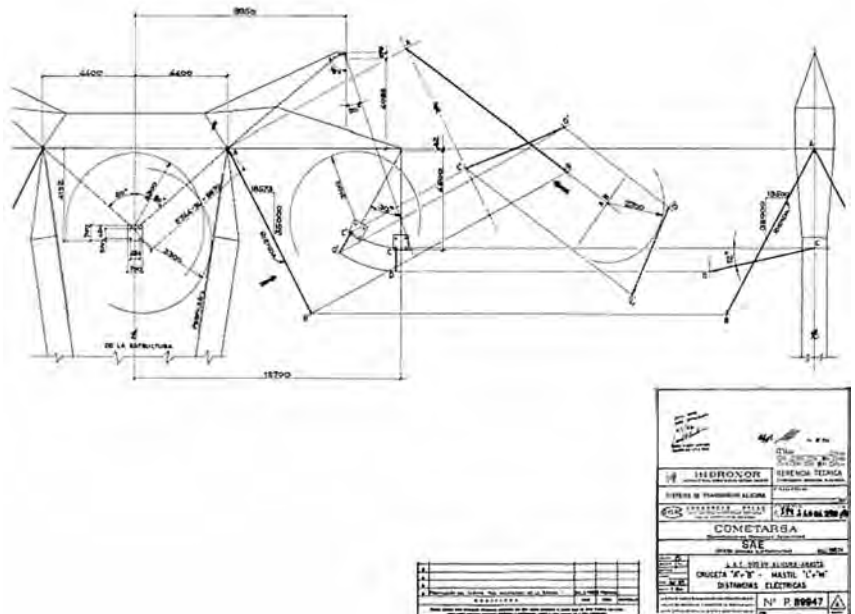
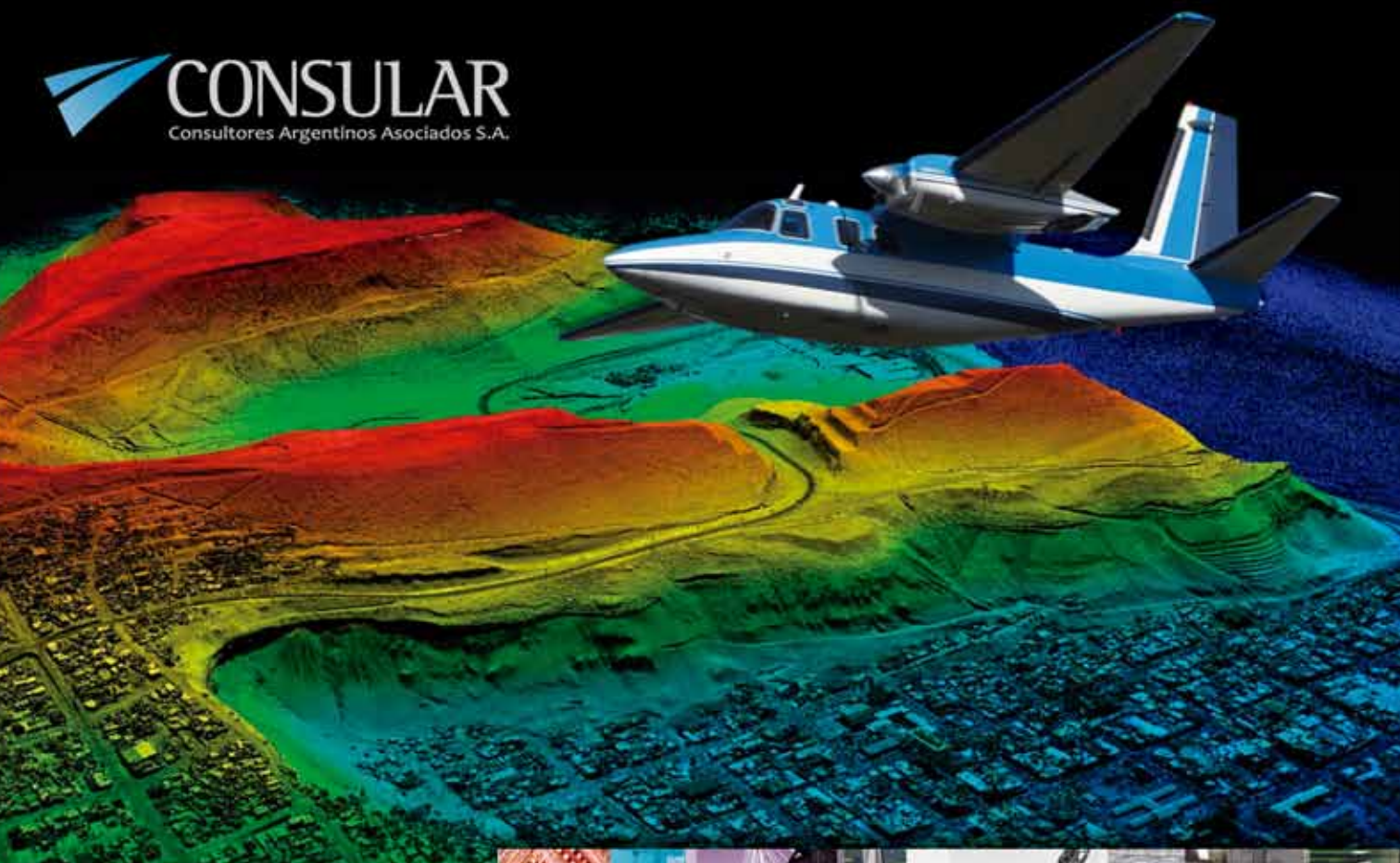


Figura 16.





NUBE LIDAR - CERRO CHENQUE - PROVINCIA DE CHUBUT



## ACTIVIDADES Y SERVICIOS

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

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



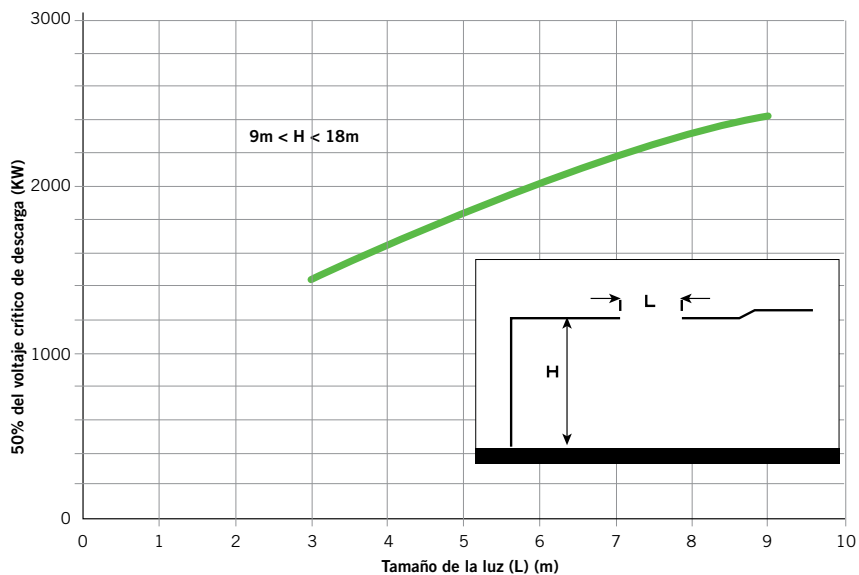


Figura 17.

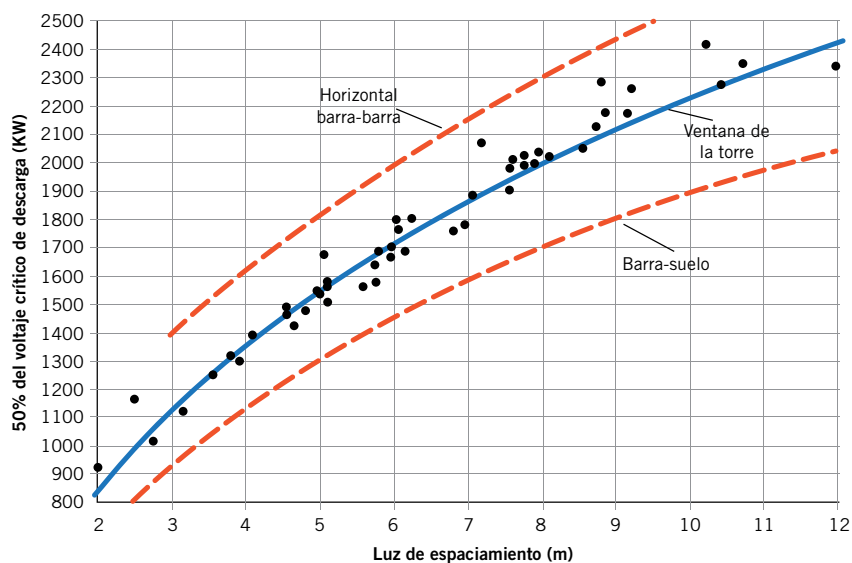


Figura 18.

el EPRI en el libro "Transmisión Line Reference Book". Del estudio probabilístico de 500 maniobras, considerando la presencia de descargadores de OZn de Un de 396 kV, se obtiene lo siguiente para las sobretensiones entre fases<sup>10</sup>:

Valor medio = 1142 kV = 2,80 p.u.  $\sigma_s = 8,94 \%$

Resultando un valor U2% de 1348 kV, que tiene una probabilidad del 2% de ser superada (tabla 3).

Por lo tanto el CFO (*Critical Flashover*) del aislamiento en aire resulta CFO = 1,19 x 1348 kV = 1604 kV

Según las figuras 17 y 18 observamos para el V50 % (50% del voltaje crítico) la distancia horizontal de barra-barra la distancia es mayor a 3 m<sup>9</sup>.

Estudios más recientes de distanciamientos sobre un sistema en CA, en distintos niveles de tensión, se han reproducido los resultados<sup>9</sup> que se muestran en las tablas 4 y 5.

Basándonos en una hipótesis determinística, considerando un vano de 550 m de longitud, un viento máximo de diseño que incide sobre la fase externa a -180 km/h, un viento que incide sobre la fase central adyacente da 162 km/h, las correspondientes flechas, ángulos de declinación y el diámetro envolvente del haz de subconductores - d = 0,87 m-, el acercamiento que puede darse entre fases contiguas resulta de 3,96 m.

Esta última hipótesis es altamente pesimista, considerando que, según la distribución de vientos usada en el proyecto de la tercera línea del Comahue, en el de referencia y en las corridas del programa LICORM, la probabilidad de ocurrencia de vientos

**LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE**

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

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





## La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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



### *Caños de acero*

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

### *Tuberías ERFV*

- Line pipe API 15HR y accesorios.



# TUBHIER



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



ISO-9001  
ISO-14001  
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis  
Argentina

[tubhier@tubhier.com.ar](mailto:tubhier@tubhier.com.ar)

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

Valores máximos del voltaje de descarga entre fases y del 50% del voltaje máximo requerido para la descarga

2% del valor de descarga entre fase y terreno (p.u.)	2% del valor de descarga entre fases (p.u.)	Desviación standard $\sigma$ $\sigma_s$ (%)	= 3%, N = 500, p = 1/10.000 R (p.u.)	$V_{50}$ (p.u.)
1,5	2,43	10	1255	3,05
1,75	2,77	13	1290	3,57
2	3,1	16	1315	4,08
2,25	3,42	19	1340	4,58
2,5	3,75	21,5	1,36	5,10

Tabla 3. Valores unitarios estadísticos esperados.

Voltaje máximo del sistema (kV)	2% del valor máximo para la descarga entre fase y terreno (p.u.)	Distancia entre fases (m)
230	2,5	1,75
	2,25	1,54
	2,00	1,35
362	2,25	2,5
	2,00	2,1
	1,75	1,7
550	2,00	4,1
	1,75	3,3
800	2,00	7,3
	1,75	5,9
1200	2,00	16,0
	1,75	11,9
	1,5	8,9

Tabla 4. Distancia mínima de acercamiento entre conductores de líneas de transición para soportar descargas entre fases.

Tensión nominal de la línea kV	Distanciamiento	
	Fase – Tierra (m)	Fase – Fase (m)
230 a 242	1,59	2,27
345 a 362	2,59	3,80
500 a 550	3,42	5,50
765 a 800	4,53	7,91

Nota 1: Estas distancias toman en consideración las sobretensiones de maniobras a que un operario pueda llegar a ser expuesto en las tareas de mantenimiento.

Nota 2: La distancia de la herramienta con la línea en funcionamiento deberá ser igual o superior a los indicados en la tabla.

Tabla 5. Distancia de acercamiento mínima para tensiones trifásicas de CA.

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento (m)			
	242kV	362 kV	550 kV	800 kV
1,5	--	--	1,83	2,95
1,6	--	--	1,98	3,25
1,7	--	--	2,13	3,56
1,8	--	--	2,31	3,86
1,8	--	--	2,46	4,19
2,0	0,94	1,60	2,67	--
2,1	1,17	1,65	2,84	--
2,2	1,22	1,75	3,02	--
2,3	1,24	1,85	3,20	--
2,4	1,30	1,93	3,43	--
2,5	1,35	2,03	--	--
2,6	1,37	2,16	--	--
2,7	1,42	2,26	--	--
2,8	1,50	2,36	--	--
2,9	1,55	2,49	--	--
3,0	1,60	2,59	--	--

Nota 1: La distancia especificada en esta tabla se aplica la máxima tensión de maniobra calculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta tabla son el aire, con la mano desnuda, y las distancias de las herramientas de trabajo en mantenimiento con tensión.

Tabla 6. Distancia de acercamiento mínima de trabajo ante exposición de una sobretensión fase – tierra en CA.

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento (m)			
	242kV	362 kV	550 kV	800 kV
1,5	--	--	2,24	3,68
1,6	--	--	2,67	4,42
1,7	--	--	3,10	5,23
1,8	--	--	3,53	6,07
1,8	--	--	4,01	6,99
2,0	1,85	2,62	4,52	7,92
2,1	1,91	2,69	4,75	--
2,2	1,93	2,79	4,98	--
2,3	1,98	2,90	5,23	--
2,4	2,01	3,02	5,51	--
2,5	2,06	3,15	--	--
2,6	2,11	3,28	--	--
2,7	2,13	3,40	--	--
2,8	2,18	3,53	--	--
2,9	2,24	3,68	--	--
3,0	2,29	3,81	--	--

Nota 1: La distancia especificada en esta tabla se aplica la máxima tensión de maniobra calculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta tabla son el aire, con la mano desnuda, y las distancias de las herramientas de la línea en vivo.

Tabla 7. Distancia de acercamiento mínima de trabajo ante exposición de una sobretensión fase – fase en CA

superiores a los 70 km/h es menor del 0,04 %<sup>11</sup>.

Por lo tanto se verifica que la distancia de separación entre fases adoptadas entre el procedimiento anterior y lo determinado según el manual del EPRI -7 metros- es adecuado y resulta suficiente para el bipolo de CD.

### Distancias adoptadas para el mantenimiento con tensión

Hasta ahora hemos determinado que las distancias eléctricas de las líneas convencionales de CA de 500 kV podrían convertirse en bipolos de CD de +/-, sin necesidad de reforma estructural alguna.

Resta verificar si las distancias asumidas son compatibles con el mantenimiento con tensión que deben efectuar operarios con las líneas en servicio.

En las tablas 4, 5, 6, 7, 8 y 9<sup>12</sup> basadas en las experiencias, recogidas en los últimos veinte años, de líneas en servicio, se han determinado las distancias mínimas que las empresas de transmisión deben cumplir para asegurar a los operarios de la red.

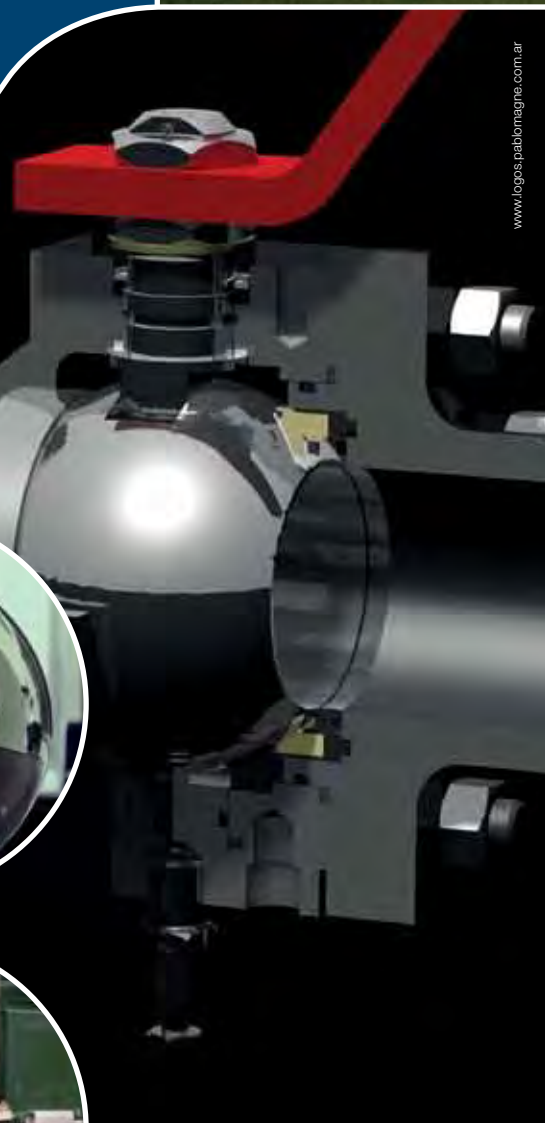
En base a todas las verificaciones podemos concluir que las ternas de CA del sistema Comahue son factibles de ser reconvertidas a CD.

### Estructuras de nuevas líneas de CD

Para el caso de tener que construirse nuevas líneas de CD, como las que habría que construir para evacuar la



# Innovación y Tecnología para el Control de Fluidos



www.logos.pablmagne.com.ar



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

## NUESTRAS SOLUCIONES

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

## ATENCION AL CLIENTE

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



**valmec**  
www.valmec.com.ar

El factor de corrección de altitud (m)	Factor de corrección en p.u.	Factor de corrección en p.u.	Factor de corrección en p.u.
900	3000	1,00	1,20
1200	3600	1,02	1,25
1500	4200	1,05	1,30
1800	4800	1,08	1,35
2100	5400	1,11	1,39
2400	6000	1,14	1,44
2700		1,17	

Nota 1: Si el trabajo es realizado en elevaciones mayores a los 900m sobre el nivel del mar, la distancia mínima de acercamiento será determinada multiplicando la distancia en las tablas por el factor de corrección correspondiente a la altitud en la cual el trabajo es realizado.

Tabla 8.

energía de la provincia de Santa Cruz, se propone la siguiente estructura basada en la concepción de la propuesta presentada para la cuarta línea por parte del grupo accionario de LITSA13.

En la torre arriendada de suspensión de las figuras 19 y 20 la disposición de las riendas de soporte, hacia el centro, hace que disminuya el riesgo de contingencias por corte de las riendas en tareas de agricultura y permite asimismo disminuir la franja de servidumbre en 20 m en lugar de los 50 m de las estructuras convencionales a ambos lados del eje de la línea.

Otra característica es que disminuye los actos de sabotaje por aumento de riesgos, al tener que efectuar dichos actos debajo de la línea.

En las figuras 21 y 22 se visualiza la geometría de la estructura autosoportada y de retención.

### Características propias de los transformadores empleados en sistemas de transmisión por Corriente Continua de Alta Tensión

La práctica habitual hace que la impedancia porcentual sea mayor que el 12% respecto de los de CA, pues impedancias menores pueden requerir medidas costosas para soportar las solicitaciones y los esfuerzos debidos a cortocircuitos. A su vez, el límite superior está en el orden del 18%.

Los transformadores pueden ser trifásicos o estar constituidos por un banco trifásico de tres transformadores monofásicos. La decisión está vinculada con el gálibo y el peso para el transporte. Para sistemas de 12 pulsos, en tensiones de +/-600kV, se emplean unidades monofásicas, cada unidad es del orden de los 300 MVA y su peso aproximado de 250 toneladas.

Si se está en zonas muy alejadas, también se toma como referencia la eventual necesidad de contar con una máquina de reserva por si otras fallaran. En este caso, un transformador monofásico de reserva es más económico que uno trifásico<sup>14</sup>.

### Experiencia en operación del sistema de CD

En la tabla 10 se presenta la experiencia en interrupciones de servicio de los bipolos 1 y 2 de Itaipú, entre 1993 y 2005.

Puede afirmarse que el comportamiento de esas dos líneas de +/-600kV, con 900 km de longitud, es muy bueno. La tasa de falla es de menos de 1 falla/100km-año. Solo el 20% de las contingencias requirió intervención humana.

Se destaca que las averías se "limpian" muy rápido y que generalmente involucran un polo. El 80% de las fallas se "limpian" en menos de 1s, o por lo operadores en pocos minutos.

Se destaca que, en el sistema de Itaipú el 80% de las estructuras de la línea es arriendada (arriestrada). Posee dos cables de guardia por bipo-

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento Máxima tensión del polo +/- respecto de tierra (m)					Distanciamiento Máxima tensión del polo + a polo- (m)				
	250kV	400kV	500kV	600kV	750kV	500kV	800kV	1000kV	1200kV	1500kV
	1,5 o más abajo	1,12	1,60	2,06	2,62	3,61	2,06	3,76	5,04	6,67
1,6	1,17	1,70	2,24	2,87	3,99	2,24	4,00	5,41	7,32	9,77
1,7	1,24	1,83	2,41	3,12	4,37	2,41	4,48	6,03	8,12	10,92
1,8	1,30	1,96	2,62	3,40	4,80	2,62	4,89	6,67	8,95	12,00

Nota 1: La distancia es específica en esta tabla se aplica sobre la máxima tensión de maniobra calculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta mesa son el aire, la mano desnuda y las distancias de las herramientas de la línea en vivo.

Tabla 9. Distancia de acercamiento mínima de trabajo de una línea de CD ante transitorios de maniobra en P.U.



**Petroconsult**

- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS

**BUENOS AIRES**  
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL  
Tel.: (5411) 4394-1783

**HOUSTON**  
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056  
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com





**Estamos constantemente perdiendo tiempo y dinero intentando entender a nuestros analistas. Necesitamos una solución más rápida y simple sin perder la distinción**

# TU PUEDES HACERLO

**ROSEMOUNT<sup>™</sup>** Ayude a su personal a tomar mejores y más rápidas decisiones  
Analytical con las herramientas de Emerson's Rosemount Analytical.

Combinando una pantalla de color de alta definición con una interfaz fácil de utilizar, el 56 Analyzer le permite obtener información de manera más rápida y sencilla que nunca. Los claros gráficos a color ayudan a localizar con precisión problemas en el proceso mientras le permite, dentro de una ventana de tiempo específica, obtener una evaluación detallada en pantalla. Esto le ayudará a invertir su tiempo en lo que realmente se necesita. Visite [56.railiquid.com](http://56.railiquid.com) para más información.



Emerson es un logo comercial y de servicios de Emerson Electric Co. © 2015 Emerson Electric Co.

**EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.**

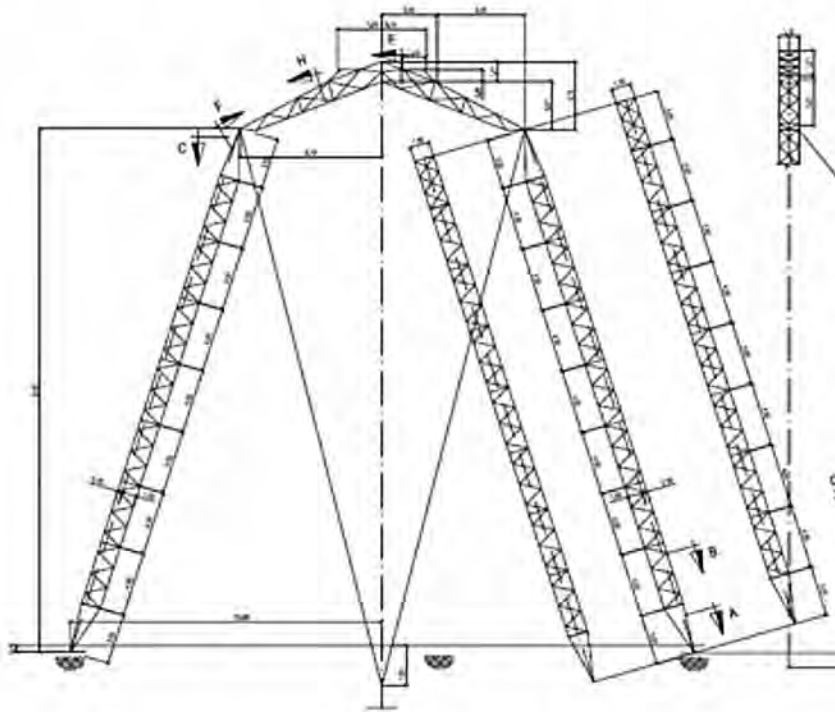


Figura 19. Torre arriendada propuesta para CD.

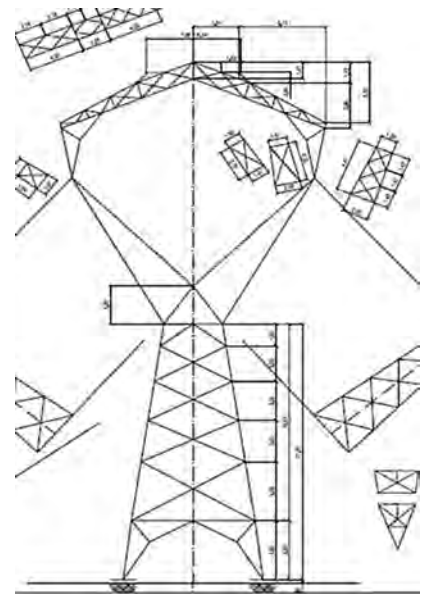


Figura 21. Torre autoportada y de retención propuesta.

sistema de generación desde la proveniente de Santa Cruz como la figura 24.

La combinación de los sistemas tiene una flexibilidad operativa, imposible de lograr con un sistema de CA. Solamente, para el caso de una falla en alguna línea de sistema de CA es posible soportar la demanda afectada, inyectando energía desde el vínculo terminal de CD de manera inversa sobre el tramo afectado de CA. Por ejemplo, si se corta el vínculo Rosario Oeste-Ramallo, será posible abastecer desde Rifaldi la demanda de Ramallo sin necesidad de implementar ningún corte de carga. Asimismo, el sistema de CD complementa al de CA en la medida que resulta fácil disponer en CA estaciones de rebaje de tensión y dando a cada nodo de CA la posibilidad de doble alimentación segura y confiable.

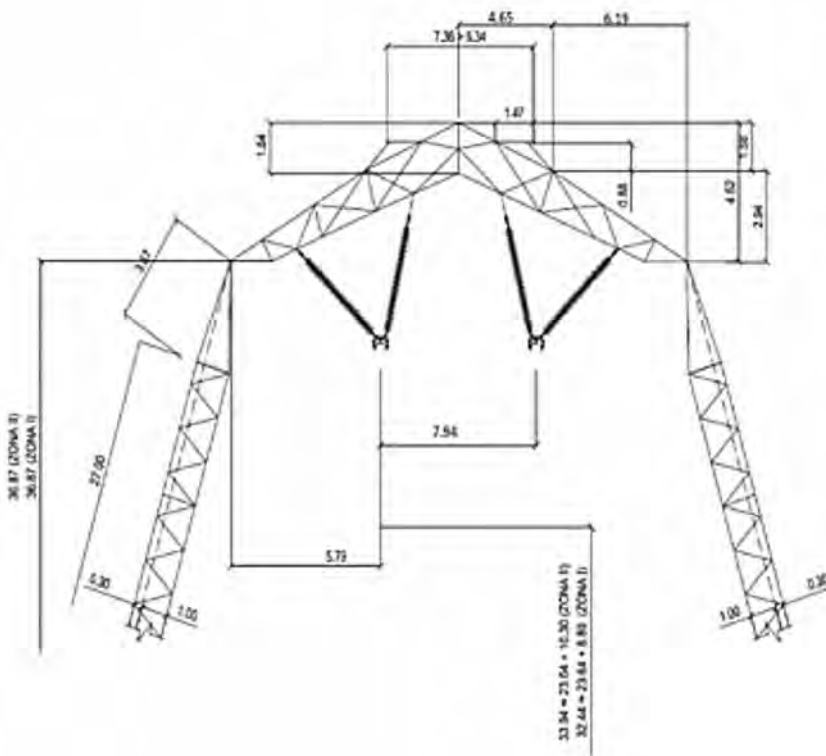


Figura 20. Cabezal de la Torre de suspensión.

lo. Las cadenas de aisladores están en "I" (cadena simple de suspensión). La distancia de fuga de los aisladores es de 27 mm/ kV y posee un haz de 4 subconductores separados 450 mm.

### Tendencia actual del arte-Mixtura de sistemas de CA y CD

En la figura 23 se idealiza lo que sería una conexión desde Garabí en CD, un mix de sistemas de CA y CD; también podemos aplicarlo al caso del

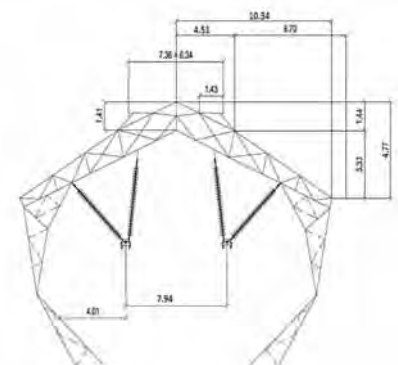


Figura 22. Cabezal de la Torre autoportada en CD.





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

**ZOXI<sup>®</sup>**

Protective Coating

Neuquén

Tel.: +54 299 445-7000

Neuquén: Lote 2 Mza "N" - PIN Este

Chubut

Tel.: +54 0297 406-0004

Comodoro Rivadavia: Calle 815 - Acceso Sur

Mendoza

Tel.: +54 299 15 461-7062

Luján de Cuyo

info@zoxisa.com.ar

www.zoxisa.com.ar

Itaipú HVDC +/- 600 kV	Bipole 1						Bipole 2					
	P1 -			P2 +			P3 -			P4+		
	Trans.	Red.V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.
1993	0	1	0	8	1	2	2	0	3	2	0	0
1994	3	0	3	3	0	1	1	2	3	3	0	1
1995	4	0	0	3	0	1	0	0	0	3	1	0
1996	3	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0
1997	5	2	5	0	0	1	0	0	1*	2	0	1*
1998	2	1	0	4	2	2	0	0	1*	1	0	1*
1999	2	0	0	3	0	0	2	0	1	2	0	1
2000	5	0	1	7	0	1	2	0	0	3	0	0
2001	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1
2002	0	0	1	1	1	3	1	0	0	0	0	2
2003	5	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0
2004	7	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	1	0	2*	3	1	1*	4	0	0	1	1	1
<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>40</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>2</b>	<b>6</b>
<b>13 y ave</b>	<b>2,92</b>	<b>0,46</b>	<b>1,08</b>	<b>3,08</b>	<b>0,38</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,15</b>	<b>0,62</b>	<b>1,85</b>	<b>0,15</b>	<b>0,46</b>

Tabla 10. Experiencia operativa de Itaipú.

### Multiterminales en funcionamiento

La tabla 11 informa las diferentes multiterminales que se encuentran en funcionamiento.

### Comparativa de costos para un sistema de transmisión en CA y CD de > 2000 km

Ahora bien, es evidente que una

línea de transmisión de CD debería tener un costo menor que una línea de corriente alterna para la misma capacidad de transmisión, cuando la longitud de transmisión excede los 600 km. Sin embargo, las estaciones terminales son más caras en el caso de la CD, debido al hecho que se hay que realizar la conversión de corriente alterna para la red de distribución; no obstante, cuando en las consideraciones resaltamos que los niveles de pérdida aumentan con la distancia en un sistema de corriente alterna de alta tensión, la alternativa CC siempre dará un costo menor que el de CA.

En la figura 25 se grafica la evolución de los costos tanto para el sistema de CA compensado como los costos de CD.

A nivel internacional los costos de

### Flexibilidad - Alternativa

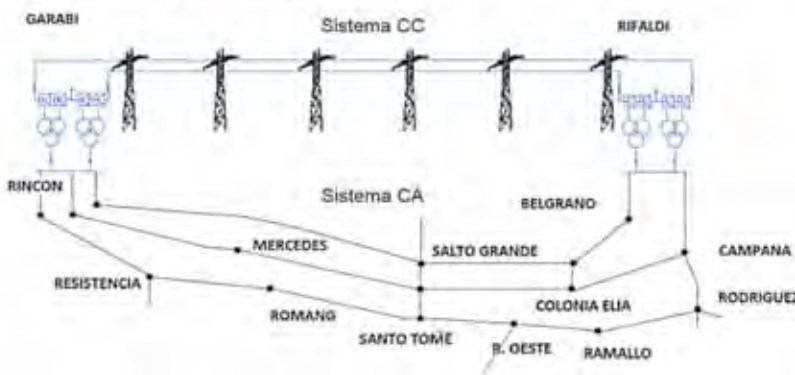


Figura 23. Sistema Garabi. Buenos Aires.

### Flexibilidad - Alternativa

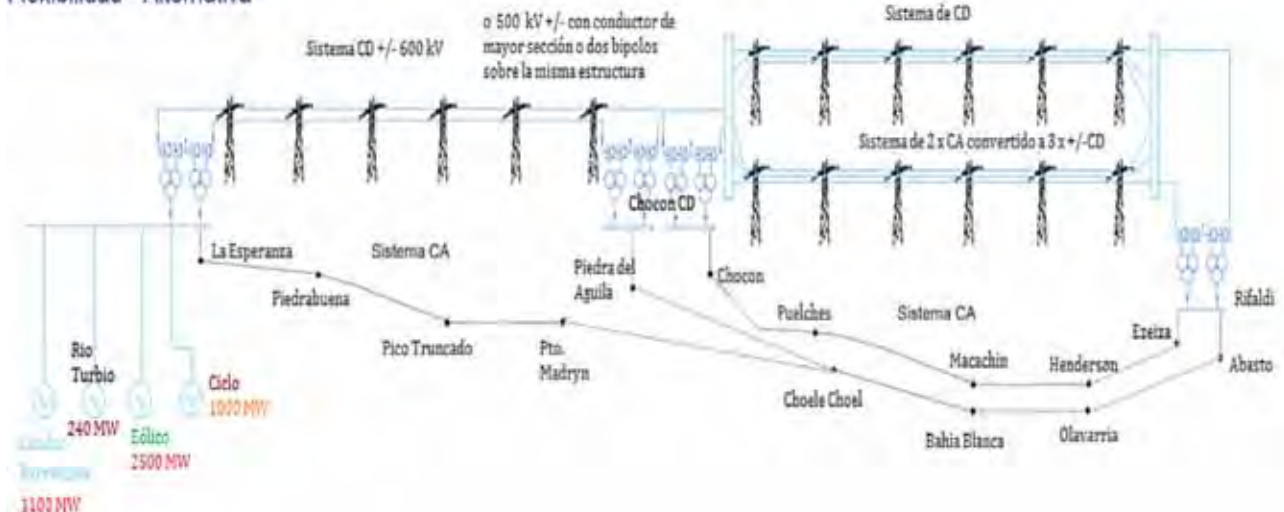


Figura 24. Sistema Polo Energético Santa Cruz.





Confiabilidad de primera clase.

### Tableros de Media Tensión Premset

Las instalaciones críticas, como son los aeropuertos, requieren energía segura y confiable. Los tableros de media tensión Premset ofrecen exactamente eso. Al proveer el mejor desempeño y seguridad de red extendida, los tableros de media tensión Premset protegen la infraestructura de los aeropuertos de pérdidas drásticas de energía. Entonces, puede volar tranquilo.



referencia para los sistemas de CD son los siguientes<sup>15</sup>:

- **HVDC sistema standard** > 50 MW, 100kV, Thyristor convertidor. Aproximadamente su valor unitario es de 500 EUR/kW.
- **HVDC Liviano** > 50 MW, +/- 84kV, IGBT por par convertidor. Aproximadamente su valor unitario es de 150 EUR/kW, para tensiones mayores es necesario ponerlos en cascada por lo que para 500 kV el precio sería de > a 500 EUR/kW.
- **Transformador** > 50MVA, 69kV/138kV. Aproximadamente su valor unitario es de 7,5 EUR/kW
- **Línea bipolar** > 2500 MVA. Aproximadamente su valor unitario es de 200 kEUR/kW y > a 600 km. Como síntesis ABB adaptando su publicación titulada "El ABC de la CD" podemos confeccionar la tabla 12.

Nombre	Año en que se comisionaron	Potencia/ MW	Longitud/ km	Configuración
SACOI	1967	200	406	Dos terminales monopolares
Italia/Francia	1986	50		Tres terminales monopolares en series (200, 50, 200 MW)
Pacific Intertie	1970	1600	1360	Dos terminales bipolares 1600MW
USA	1984	400		Mejora de las terminales existentes en 2000MW
	1989	1100		Cuatro terminales bipolares en paralelo Pole 1+2: 2000 MW Pole 3+4: 1100 MW
Hydro Quebec	1990	1200	1480	Dos terminales bipolares, 1ra etapa
New England				
Hydro	1991	800		Dos terminales bipolares, 2da etapa
Canada/USA	1992	250		Tres terminales bipolares en paralelo: Radisson: 2250 MW Nicolet: 2138 MW Sandy Pond: 1800 MW

Tabla 11. Algunas multiterminales HVDC.

Básicamente la estructura de costos típica de una instalación de CD es la siguiente como se muestra en la fi-

gura 26 y en la tabla 13.

Componentes de la subestación convertidora

±250 kV	500 MW	±350 kV	1000 MW	±500 kV	3000 MW
---------	--------	---------	---------	---------	---------

Por último, en la infografía de la figura 27 se presenta una de las últimas actualizaciones de costos de los diferentes sistemas de transmisión.

## Conclusiones

La potencia transferida por el sistema de CD puede ser aumentada en definitiva por 3,11 veces respecto de la CA y aplicada al sistema patagónico compuesto por la generación de Condor Cliff- La Barrancosa, Río Turbio, Parque Eólico y Ciclo Combinado en Tierra del Fuego. Se puede comparar el costo de interconexión y confeccio-

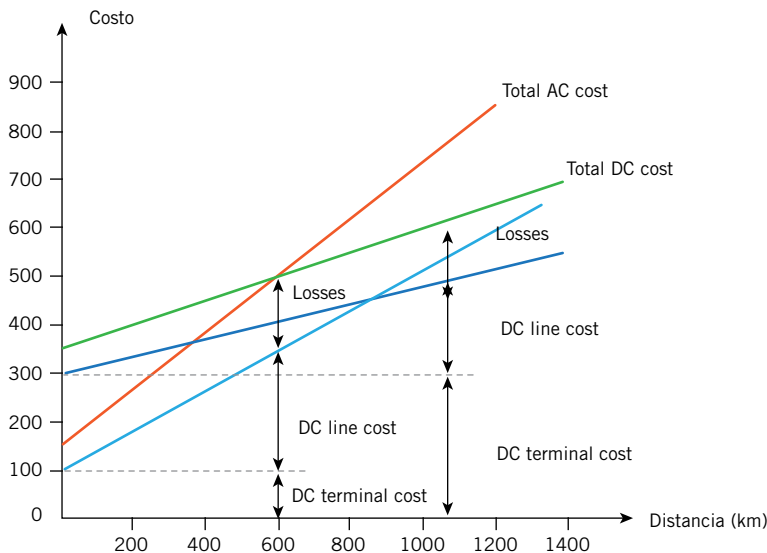


Figura 25. Evolución de los costos.

E

Limpiezas químicas

- Enfriadores
- Calderas
- Evaporadores
- Condensadores
- Torres de enfriamiento
- Tanques

011 4103 0076

Bayer-Wood Technologies Ltda



# Proteger tu salud es el combustible que nos mueve



Estamos orgullosos de ser elegidos por las principales empresas de petróleo, gas y minería del país y por más de 870.000 personas que, día a día, nos confían el cuidado de su salud. Hace años que nos conocen, y saben que estén donde estén cuentan con la tranquilidad de sentirse protegidos.



[www.swissmedical.com.ar](http://www.swissmedical.com.ar)  
0810.333.2244

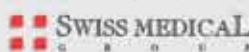
## UN SERVICIO DE EMERGENCIA Y PREVENCIÓN INTEGRAL PARA LAS EMPRESAS.



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



con el respaldo de



Contáctenos: Buenos Aires: (011) 5272-8256 - Herrera 541, 2° Piso | Salta: (0387) 422-3778 - España 943 4° piso  
Mendoza: (0261) 445-2333 - Av. Colón 653 4° Piso | Neuquén: (0299) 443-8011 - Gobernador Denis 455  
0800-444-3226 | [www.ecco.com.ar](http://www.ecco.com.ar)

Alternativa	CD Alternativas				CA Alternativas			CA/CD Alternativas Híbridas		
	+/- 500 kV Bipolo	2 X +/- 500 kV bipolos	+/- 600 kV Bipolo	+/- 800 kV Bipolo	500 kV 2 Ternas	500 kV Doble Terna	765 kV 2 Ternas	+/- 500 kV Bipolo	500 kV Simple Terna	Total AC + DC
Potencia de Transmitir	3000 MW	4000 MW	3000 MW	3000 MW	3000 MW	3000 MW	3500 MW	3000 MW	1500 MW	4500 MW
Costo Estación Convertora incluidos elementos de compensación y filtros	545 MMU\$	871 MMU\$	500 MMU\$	545 MMU\$	585 MMU\$	585 MMU\$	788 MMU\$	545 MMU\$	293 MMU\$	837 MMU\$
Líneas de Transmisión	500 MU\$ /km	500 MU\$ /km	563 MU\$ /km	609 MU\$ /km	625 MU\$ /km	1000 MU\$ /km	875 MU\$ /km	500 MU\$ /km	625 MU\$ /km	542 MU\$ /km
Distancia en km	1000 km	2000 km	1000 km	1000 km	2000 km	1000 km	2000 km	1000 km	1000 km	2000 km
Costo de la línea de Transmisión	500 MMU\$	1000 MMU\$	563 MMU\$	609 MMU\$	1250 MMU\$	1000 MMU\$	1750 MMU\$	500 MMU\$	625 MMU\$	1083 MMU\$
Costo Total Inversión	1045 MMU\$	1871 MMU\$	1062 MMU\$	1154 MMU\$	1835 MMU\$	1585 MMU\$	2538 MMU\$	1045 MMU\$	918 MMU\$	1920 MMU\$
Repago anual inversión										
30 years el 10%	-111 MMU\$	-198 MMU\$	-113 MMU\$	-122 MMU\$	-195 MMU\$	-168 MMU\$	-269 MMU\$	-111 MMU\$	-97 MMU\$	-204 MMU\$
Costo por kW•Año	-37 U\$ /kW	-50 U\$ /kW	-38 U\$ /kW	-41 U\$ /kW	-65 U\$ /kW	-56 U\$ /kW	-77 U\$ /kW	-37 U\$ /kW	-65 U\$ /kW	-45 U\$ /kW
Costo por MWh										
A factor de Utilización 85%	-4,96 U\$ /MWh	-8,89 U\$ /MWh	-5,04 U\$ /MWh	-5,48 U\$ /MWh	-8,71 U\$ /MWh	-7,53 U\$ /MWh	-12,05 U\$ /MWh	-4,96 U\$ /MWh	-4,36 U\$ /MWh	-9,12 U\$ /MWh
Pérdidas a plena carga	238 MWh	182 MWh	193 MWh	135 MWh	253 MWh	253 MWh	199 MWh	191 MWh	88 MWh	278 MWh
losses al full load in %	7,94%	4,56%	6,43%	4,49%	8,43%	8,43%	5,68%	6,35%	5,85%	6,18%
Capitalización costos de pérdidas por hora	-0,017 MMU\$	-0,013 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,010 MMU\$	-0,018 MMU\$	-0,018 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,006 MMU\$	-0,020 MMU\$
Costo operativo anual por MWh transportado	-6,7 U\$ /MWh	-3,9 U\$ /MWh	-5,5 U\$ /MWh	-3,8 U\$ /MWh	-7,2 U\$ /MWh	-7,2 U\$ /MWh	-4,8 U\$ /MWh	-5,4 U\$ /MWh	-5,0 U\$ /MWh	-11,3 U\$ /MWh
Costo anual por MWh transportado	-11,7 U\$ /MWh	-10,5 U\$ /MWh	-10,5 U\$ /MWh	-9,3 U\$ /MWh	-15,9 U\$ /MWh	-14,7 U\$ /MWh	-15,2 U\$ /MWh	-10,4 U\$ /MWh	-13,7 U\$ /MWh	-11,3 U\$ /MWh
Tasa de interés	10%									
Costo medio del sistema	85,00 U\$ /MWh									

Nota: Pérdida a plena potencia de la estación convertora = 0,75% por persona.

Pérdidas totales de estación transformadora (transformadores, reactores, capacitores, etc.) = 0,5% de la potencia transmitida.

Tabla 13. Comparativa de costos entre sistemas de CA y CD.

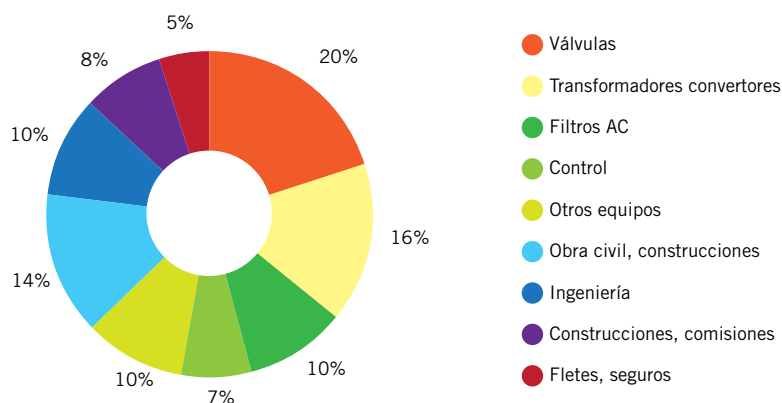


Figura 26. Estructura de costos (1).

Componentes de la subestación convertidora	±250 kV 500 MW	±350 kV 1000 MW	±500 kV 3000 MW
Válvulas de tiristores	21%	21%	22%
Transformador convertidor	21%	21%	22%
Switch DC	6%	6%	6%
Switch AC	10%	9%	9%
Control, protección y comunicación	8%	8%	8%
Obras civiles	14%	14%	14%
Equipos auxiliares	2%	2%	2%
Administración	18%	17%	17%
<b>Costo total MUS\$</b>	<b>145</b>	<b>232</b>	<b>452</b>
<b>Costo US\$/kW/Estación</b>	<b>145</b>	<b>107</b>	<b>75</b>

Tabla 12. Estructura de costos (2).

nar las tablas 14 y 15.

Respecto de las centrales Condor Cliff-La Barrancosa y su sistema de transmisión asociado, es posible bajar

su costo de inversión aumentando su factor de utilización. El costo de sobrepuntamiento tal como fueron concebidas las represas, conlleva tam-

bién a un sobredimensionamiento del sistema de transmisión. No tiene sentido, dado que el sobrecosto por transmisión puede ser compensado con generación local en el centro de consumo. Algunos planificadores no parecen compenetrados con las economías de escala y solamente se circunscriben a la inversión que están analizando, dejando de lado el contexto.

Revisando el pliego de licitación y los resultados dados por los oferentes, el valor de la construcción de la central con 6 máquinas en Condor y 5 en La Barrancosa ascendió aproximadamente a los 4400 MMU\$, para los 1700 MW.

Si se modificase el proyecto y se pusiesen tres máquinas grandes y una por la tercera parte de la potencia, para poder turbinar el caudal ecológico en Condor, y dos grandes y una más pequeña para turbinar, también, el caudal ecológico en La Barrancosa, tendríamos un ahorro de al menos un 20%, sin necesidad de construir los canales de restitución o minimizar los mismos. Conforme fuentes que han elaborado propuestas alternativas no tenidas en cuenta, la suma sería de 3600 MMU\$ para 1000 MW, disponiéndose de un aumento de energía por la suma del turbinaje del caudal ecológico del 10 %, para una hidráulidad media.

En la tabla 16 se expone las comparación del costo que debemos pagar





NUEVA FÓRMULA CON

AXION energy  
**PROTECH**



Limpia los  
inyectores



Reduce  
la fricción



Protege  
tu motor



Recupera  
la potencia

**HACÉ SENTIR A TU AUTO  
MEJOR QUE NUNCA**

Encontrala en



**AXION**  
energy



Esso es una marca registrada de Exxon Mobil Corporation y es usada bajo licencia.

[axionenergy.com](http://axionenergy.com)

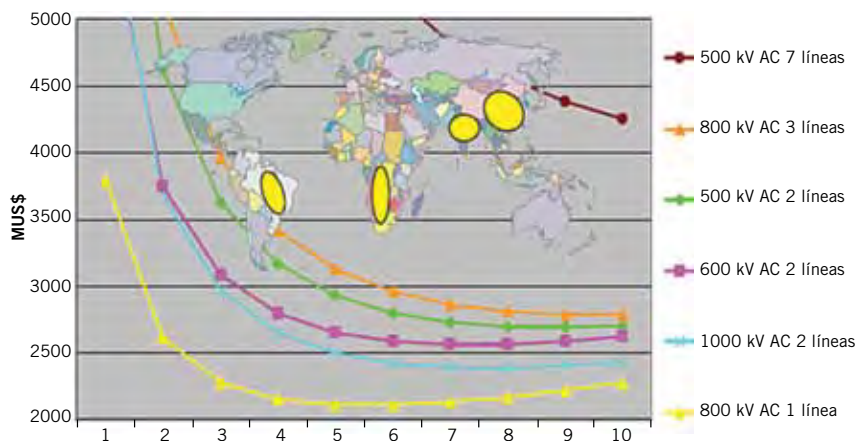


Figura 27. Costos actualizados de diferentes sistemas de transmisión.

Sistema	Equipamiento	Cantidad	Comentario	CU (Miles US\$)	Costo total Millones US\$
	Calles	19		10.040 Mil US\$	191
	Km línea 500 kV	2150 km	2 ternas	550 mil US\$/km	2365
AC 500 kV 3 ternas	Reactores de línea	8	160 M VAR	22 US\$/M VAR	28
4500 mm <sup>2</sup>	Capacitores serie	3	1103 M VAR	37 US\$/M VAR	122
	Calles	4		10.040 Mil US\$	40
	Estaciones convertoras				
Un bipolo de DC	Condor Cliff (rectif.)	1	3500	196.000 mil US\$	196
600 kV 2576 mm <sup>2</sup>	Ezeiza (onduladora)	1	3500	269.500 mil US\$	270
	km línea HVDC	2150 km	bipolo	466 mil US\$/km	1002
	+/- 600 kV				

Tabla 14. Costos de interconexión.

Costo totales

Caso	Sistema	Equipamiento	VNR 25 años	Costo total	Costo unitario	Energía transportada	Potencia de transmisión
		MM US\$	Pérdidas*	MM US\$	US\$/MWh	GWh	MW
1	AC 500 kV 2 ternas	2516	5930	8119	23,34	347.878 GWh	3600**
2	DC 600 kV	1508	2230	3702	7,12	479,279	4700***

\* Pérdidas con costos de energía media de 85 US\$/MWh

\*\* Se agrega a terna existente. Total 3 ternas.

\*\*\* 3500 MW de CD y 1200 MW de CA existente.

Tabla 15. Costos totales AC, DC.

CENTRAL	COSTO x MW. Potencia		COSTO x kW. Potencia		COSTO x MWh. Energía	
	1700 MW	1000 MW	1700 MW	1000 MW	a 15 años	a 15 años
Energía conjunta 5500 GWh	Base en MMUS\$	Alternativa en MMUS\$	Base en US\$/kW	Alternativa en US\$/kW	Base	Alternativa
	US\$/MWh	US\$/MWh			US\$/MWh	US\$/MWh
Condor						
OCivil	1.664	1.456	979	1.456	20,17	14,93
OEM	733	512	431	512	8,88	5,25
Total	2.397	1.968	1.410	1.968	29,00	20,00
La Barrancosa						
OCivil	1.388	1.215	817	1.215	16,83	12,46
OEM	618	437	364	437	7,50	4,48
Total	2.007	1.651	1.181	1.651	24,00	17,00
Total Obra	4.404	3.619	2.590	3.619	53,38	37,12
Total O&M					10,00	11,00
Costo Demanda					63,38	48,12

Tabla 16. Composición de costos.

los consumidores con la variante del empuntamiento y la de semiempuntamiento. ■

## Referencias

8. <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/le-index.htm>
9. E-book-EPRI-AC-Transmission-Line-Reference-Book-200KV-and-Above-Third-Edition.
10. Datos de estudios de Hidronor S. A., Biblioteca Secretaría de Energía.
11. Datos de la biblioteca del proyecto de la 3<sup>ra</sup> línea de la Secretaría de Energía.
12. General Safety & Health Standards Published by the Division of Building Safety, In Cooperation with the Idaho Industrial Commission.
13. Basada en la oferta de la cuarta línea elaborada por Cartelone-La Peña y asociados.
14. J. Pier Charentier, Raghuvver Sharma Roberto Rudervall, "High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems, Technology", ABB, Documento de revisión tecnológica 2000.
15. Technical and Economic Aspects of Tripole HVDC, L. O. Barthold, Fellow, IEEE 2006.





## CENTRO DE EXPERIMENTACIÓN Y SEGURIDAD VIAL ARGENTINA

Con más de 20 años a la vanguardia de la seguridad vial, CESVI ARGENTINA capacita a los conductores de los vehículos de flota de las empresas para perfeccionar sus habilidades de manejo.

El Centro implementa un plan integral de diagnóstico, formación y control, que tiene como fin optimizar los recursos humanos y prevenir siniestros.

- Reconstrucción de siniestros de tránsito.
- Auditoría en rutas y caminos.
- Capacitación en conducción segura y auto elevadores.
- LOGMA: Administración de recursos logísticos.
- Pericias técnicas de vehículos ante siniestros.



# Offshore: Unlocking off-shore waterflood potential: maximizando reservas en áreas remotas



Inyección de agua con *Sea Water Injection Mobile System (SWIMS)* en el Golfo de Tailandia.

Por **Ing. Luciano Nicolás Petrella,**  
**Lic. Cristina Masarik, Ing. Hussein Chebli,**  
**Ing. Himansu Rai e Ing. Ruibin Wang**

*Este trabajo ha sido distinguido con el SPE Thailand Section E&P Annual Award 2015, premio anual de la Society of Petroleum Engineers, capítulo de Tailandia.*





Una mejora en el diseño de SWIMS permitió incrementar la flexibilidad para inyectar agua de mar.

**E**n extensas áreas del Golfo de Tailandia (GOT), los pozos son perforados *high and tight*, a lo largo de fallas extensionales, para producir petróleo y gas. La estrategia de producción primaria consiste en completar arenas en forma individual, uti-

lizando *gas lift* como principal sistema de extracción. Algunas de las arenas pueden ser correlacionadas a través de áreas extensas. Para estos reservorios extendidos, identificados como “tanques”, se planea una terminación integrada con el objetivo de optimizar la

recuperación final de hidrocarburos.

Mientras algunas áreas están caracterizadas por un fuerte empuje del agua, en otras se observa depletación como consecuencia de la producción, a pesar del tamaño relativamente grande de estos reservorios. El *waterflood* (inyección de agua) ha sido identificado como una estrategia de alto impacto para asegurar la máxima recuperación.

En la Plataforma A, ubicada en una zona estructuralmente compleja, la nueva campaña de perforación mostró una depletación significativa como resultado de la producción. La Plataforma A no tiene línea de inyección de agua, por lo que la implementación de un proyecto de *waterflood* necesita del uso de la unidad SWIMS (*Sea Water Injection Mobile System*), diseñado para desbloquear reservas asociadas a la inyección de agua en áreas remotas.

Tres candidatos principales fueron identificados en la zona perforada recientemente para maximizar la recuperación de hidrocarburos a través de la inyección de agua. Estos reservorios están distribuidos en diferentes profundidades de la zona de interés, comparten los mismos pozos pero, a su vez, presentan características únicas en cuanto a fluidos y ubicación estructural. Un equipo multidisciplinario trabajó en detalle en la caracterización de reservorios y modelado, y reconoció la posibilidad de optimizar la recuperación final implementando inyección de agua utilizando SWIMS.

Buscando mejorar los indicadores económicos del proyecto, el equipo se focalizó en mejorar el diseño de la unidad de inyección de agua SWIMS, lo que facilitó extender la capacidad para inyectar agua y presurizar con *waterflood* múltiples reservorios simultáneamente. Esta mejora permitió reducir el costo operativo por barril de petróleo y, al mismo tiempo, hizo posible barrer y optimizar la recuperación de petróleo almacenado en reservorios pequeños marginales y/o con mayor riesgo.

## Introducción y antecedentes

La inyección de agua cumple un papel fundamental en la optimización del factor de recuperación de petróleo en el Golfo de Tailandia (Figura 1), y ha demostrado ser la técnica más

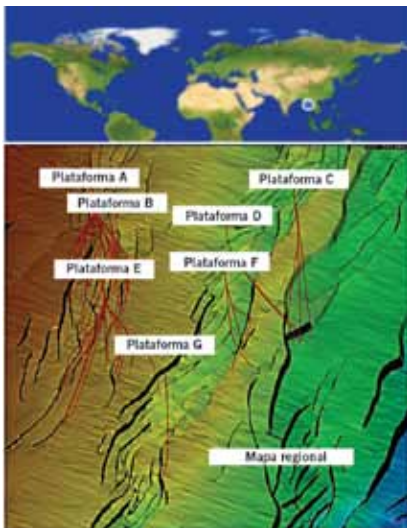


Figura 1. Mapa de ubicación del Golfo de Tailandia (arriba) y de la Plataforma A.

económica para maximizar la producción del petróleo almacenado en las arenas fluviales que representan los reservorios más típicos de la cuenca de Pattani.

Debido a la naturaleza *offshore* de gran parte de la industria petrolera en el Golfo de Tailandia, el desarrollo de los yacimientos se basa en el uso de múltiples plataformas desde las cuales los pozos son perforados.

La estrategia de terminación de pozos para producción primaria consiste en el punzado de los reservorios de manera individual, el *gas lift* es el principal sistema extractivo. Algunas de las arenas productivas son reservorios extensos, que son perforados por varios pozos reservorios extensos y pueden ser correlacionadas a través de grandes áreas.

Para estos reservorios denominados "tanques", se planifica una estrategia de terminación integral, que considere posición estructural y presiones. En las áreas de interés en desarrollo en el Golfo de Tailandia, algunos reservorios parecen estar conectados a acuíferos fuertes que contribuyen a mantener la presión de formación cuando son producidos; sin embargo, hay otras áreas en las cuales se observa depletación agresiva a pesar de que las estimaciones volumétricas indican reservorios relativamente grandes.

Un factor adicional para explicar las recuperaciones de hidrocarburos relativamente bajas está vinculado con la estrategia de terminación de arenas y producción en conjunto, lle-

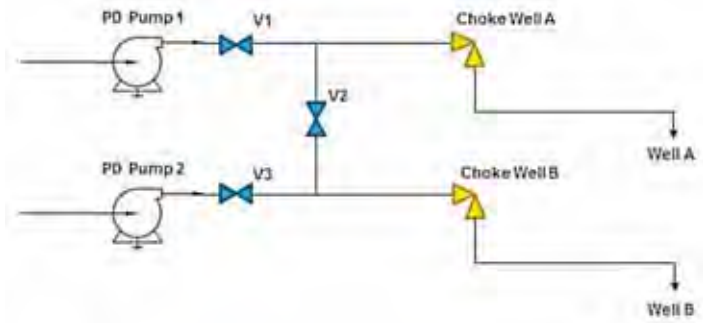


Figura 2. Diagrama de SWIMS con la modificación para facilitar la descarga doble y procesar reservorios en simultáneo. Agregar un tercer *outlet* es un proyecto en estudio.

vada a cabo especialmente en los inicios del desarrollo, y también al tipo de pozo *monobore*, diseño más limitado en cuanto a la posibilidad de hacer operaciones de aislación y GL.

La optimización de producción por inyección de agua ha sido identificada como una estrategia de alto impacto para asegurar maximizar la recuperación de hidrocarburos: la recuperación de petróleo puede incrementar los valores finales entre 2 y 4 veces.

Muchas de las plataformas en la operación de Chevron-Thailand poseen líneas de inyección de agua con el fin de facilitar la implementación de proyectos de secundaria; sin embargo, algunas plataformas ubicadas en zonas remotas carecen de líneas de inyección, razón por lo cual durante muchos años estos reservorios distribuidos y perforados en zonas alejadas no fueron considerados candidatos para implementar proyectos de re-

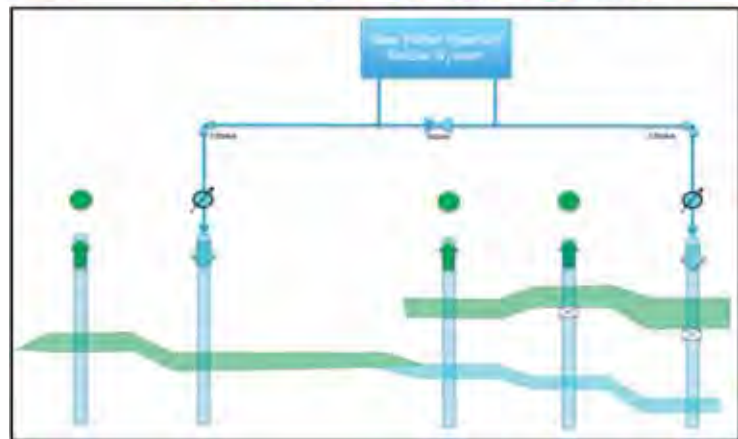
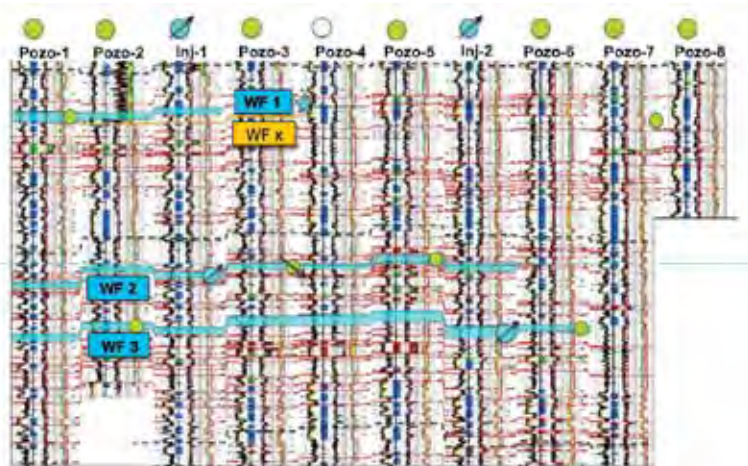


Figura 3. Corte estructural N-S mostrando los objetivos múltiples identificados para *waterflood* en la Plataforma A. Los principales tanques figuran en azul, los 2 más someros (WF 1 y 2) fueron los objetivos iniciales para implementar la estrategia de SWIMS con *dual outlet*, cuya exitosa implementación en producción y reducción de costos habilitó nuevos proyectos en ésta y otras plataformas.



cuperación asistida por inyección de agua, para optimizar la producción y recuperación final.

En 2010, el Sistema Móvil de Inyección de Agua Marina (SWIMS) fue desarrollado como una solución innovadora para este desafío. El concepto se basa en el uso de un sistema modular móvil, que permite inyectar agua de mar en las arenas reservorio a altos caudales, mientras se mantienen desplazamientos estables en el reservorio, logrando así desarrollar reservas offshore en zonas remotas, sin necesidad de contar con líneas de agua ni agua de producción.

## Innovación tecnológica

En aquellas áreas en las que las instalaciones o infraestructura no cuentan con líneas de inyección de agua, el uso de SWIMS permite implementar proyectos de optimización en la recuperación y producción en plataformas anteriormente consideradas antieconómicas.

Sin embargo, el valor incremental estimado obtenido no siempre es el esperado e impacta en los parámetros económicos de los proyectos. En su operación, SWIMS estaba inicialmente limitado a una única salida para la inyección de agua de mar; los altos costos operativos y el requerimiento de mantener el personal en operación 24 horas al día, hacían de esta estrategia algo poco atractivo en el actual escenario de precios del crudo. Superar ese desafío requirió imaginación e innovación.

Una mejora en el diseño de SWIMS permitió incrementar la flexibilidad para inyectar agua de mar, utilizando una o dos bombas de inyección en paralelo, controlando las presiones de descarga por medio de uso de orificios o por cambio de régimen de vueltas de las bombas de inyección (Figura 2). En caso de capacidad ociosa, una bomba puede quedar en *stand-by*, mejorando así el tiempo de operación y reduciendo la frecuencia de mantenimiento.

La nueva configuración de la unidad de SWIMS y del *manifold* (válvulas) en la unidad fue testeada e implementada con rotundo éxito durante el 2015, donde diferentes caudales de procesamiento y distintas presiones de inyección eran requeridos para la Plataforma A, en la cual se identificaron

tres reservorios como candidatos para maximizar la recuperación final de petróleo con inyección de agua (Figura 2).

Los reservorios principales, o “tanques”, tienen volúmenes *in situ* entre 1,5 y 3 MMBO. Estos “tanques” están apilados y fueron ubicados en los mismos pozos aunque exhibían características diferentes en cuanto a extensión, fluidos contactos y estructura (Figura 3). Datos de presión de formación fueron obtenidos para confirmar conectividad y grado de depletación de las arenas.

Un equipo multidisciplinario de trabajo realizó un estudio detallado de las operaciones realizadas con SWIMS en el pasado en el Golfo de Tailandia; incorporó las lecciones aprendidas y prácticas recomendadas con el fin de optimizar el beneficio económico. Datos críticos estáticos y dinámicos de los reservorio-objetivos fueron recolectados y utilizados en la construcción del modelo geocelular y simulación, que fueron usados a su vez para seleccionar los mejores candidatos que tuvieran el menor tiempo



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

#### Poliductos

- Limpieza
- Pruebas Hidráulicas
- Inspecciones Geométricas
- Secados
- Inertizados

#### Tanques y Reactores

- Blanketing
- Sparging
- Transporte Neumático

#### Gases de Alta Pureza

- Aire Cromatográfico
- Hidrogeno
- Helio
- Argón
- Nitrógeno
- Oxígeno

#### Mezclas Patrones

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



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

**INDURA**  
Grupo AIR PRODUCTS



de respuesta y el mejor incremental de caudal de petróleo de varios reservorios presentes en la misma plataforma.

En el caso de la Plataforma A, un objetivo primario y dos secundarios, de menor volumen, fueron identificados y caracterizados con el fin de procesarlos con SWIMS de forma simultánea. Esto permitió reducir el costo operativo por barril y, al mismo tiempo, inyectar agua en reservorios antes considerados antieconómicos, de alto riesgo o marginales debido a su volumen reducido.

## Impacto en la industria de E&P de petróleo en Tailandia

Como resultado de la madurez del desarrollo de los activos *offshore*, las oportunidades de *waterflooding* ubicadas en áreas que cuentan con línea de inyección de agua se han reducido en número y tamaño. Las figuras 4 y 5 muestran las etapas de desarrollo para la implementación de los proyectos de secundaria (1. Identificación; 5. Oportunidad ya implementada), tanto para inyección de agua con líneas existentes como con SWIMS.

Los gráficos muestran que, actualmente, más del 50% de las reservas y

recursos remanentes asociados a la recuperación secundaria requieren para su ejecución de la operación de una unidad de SWIMS, para inyectar en reservorios, comparado con los proyectos ejecutados en los últimos diez años, con una estimación de petróleo *in situ* no procesado de 280 MMSTB.

El procesamiento en paralelo de múltiples objetivos de manera simultánea con SWIMS, permitió reducir el costo operativo y el requerimiento de personal proyectado en 50%, expandiendo el límite de uso de la unidad de SWIMS con capacidad de inyección controlada en un solo punto. El siste-

ma de doble descarga permite combinar oportunidades de riesgo medio con las de alto riesgo al mismo costo operativo. Más aún: la combinación de objetivos marginales con el objetivo primario permite acceder a reservas que, al competir por los recursos operativos *offshore* y en el escenario de precios actual, no serían económicas si son evaluadas de forma independiente.

Gracias a la mejora en el plan de manejo de reservorios y a otras consideraciones operacionales, el uso de SWIMS de descarga doble es nuestra tercera estrategia en términos de económicos (Figura 6).

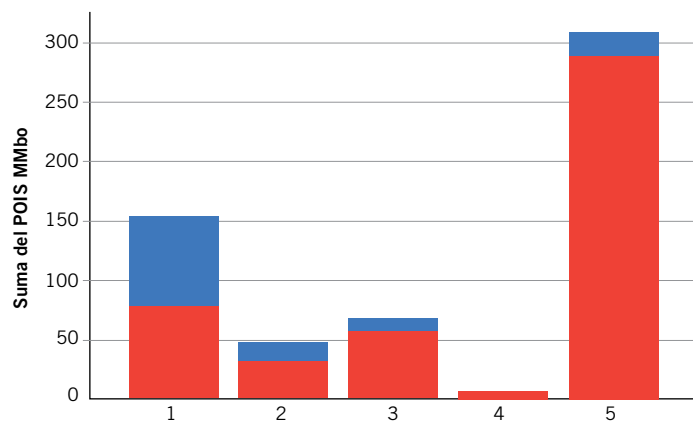


Figura 4. Suma de POIS de las oportunidades presentes en el activo (azul: SWIMS; rojo: con línea de inyección) y etapas de desarrollo.





**CONSTRUIR**  
**EL FUTURO**  
**ES UN ESFUERZO**  
**CONJUNTO.**

**ESTAMOS DE ACUERDO.**

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

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



**Energía Humana®**

CHEVRON, el sello de CHEVRON y ENERGÍA HUMANA son marcas registradas propiedad de Chevron Intellectual Property LLC. © 2015 Chevron U.S.A. Inc. Todos los derechos reservados.

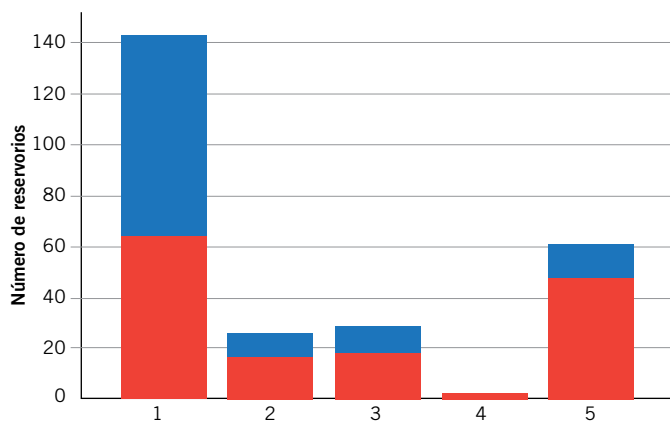


Figura 5. Número de reservorios (azul: SWIMS; rojo: con línea de inyección) y etapas de desarrollo.

Una serie de desafíos se encuentran relacionados con la implementación de este tipo de proyectos: en uno de los primeros proyectos, en la plataforma A, los pasos previos a la ejecución real del proyecto incluyeron la preparación de los paquetes de permisos para conversiones para el departamento de Combustibles Minerales tailandés; la generación de la línea base de producción con la cual comparar el comportamiento una vez comenzada la inyección de agua, la obtención de mediciones de presión estáticas de fondo, el plan de comunicaciones con el equipo *offshore*, la definición del programa de muestreo y evaluación de fluidos y las mediciones en los pozos productores en tiempo real.

También fue necesario trabajar en la definición de los caudales recomendados de inyección, basados en los estudios de reservorios y en las capacidades de las bombas de succión de agua de mar, teniendo en cuenta el clima y el oleaje. Durante la inyección de agua se utilizaron mediciones en tiempo real y diferentes métodos de análisis de inyectividades, para tener un mejor control en las presiones y volúmenes inyectados, incrementando las posibilidades de éxito. Para el ejemplo de la plataforma A, un período de inyección de seis meses con el sistema dual significó un ahorro de 0,6 MM USD, reduciendo el tiempo operativo en 33%.

El plan de monitoreo, un punto crítico en el planeamiento del proyecto de recuperación secundaria, incluye el seguimiento y el análisis del contenido de cloruros de las muestras tomadas (Figura 7) con la finalidad de ayudar a identificar la irrupción del agua inyectada, debido a que el contenido míni-

mo de cloruros se utiliza como unidad, con muy bajos costos de laboratorio y muy bajos requerimientos técnicos, comparado con los mucho más costosos métodos de análisis de trazadores.

Este dato ayuda a soportar el estudio del tiempo de tránsito y la distribución del agua inyectada, importante para futuras estrategias de realineación de la inyección de agua, reconversiones o implementación de recuperación terciaria (EOR).

Los resultados iniciales de inyección de agua en el objetivo primario durante el 2015 fueron muy satisfactorios: el caudal de producción de petróleo de este reservorio de alrededor de 3 MMBO de OIP se incrementó 4 veces con un corte de agua muy bajo; este resultado significó un incremento de la producción de la plataforma de un 50%.

La inyección en el segundo reservorio se inició al mismo tiempo; mientras el equipo de estudio completaba los pasos necesarios para comenzar la inyección en el tercer reservorio. Actualmente, se evalúan cambios en el contrato de SWIMS, con el fin de mejorar la capacidad de inyección de agua, reducir las limitaciones operativas e incrementar el número de reservorios por inyectar en paralelo a tres. Este es el próximo desafío para reducir los costos e incrementar la tasa de éxito en zonas remotas.

Más de 100 MMSTB de reservas necesitan del uso de SWIMS debido a su ubicación en áreas lejanas, con una acumulación promedio de 1 MMSTB *in situ*, lo que representa una inversión de más de 45MMUSD. Con la

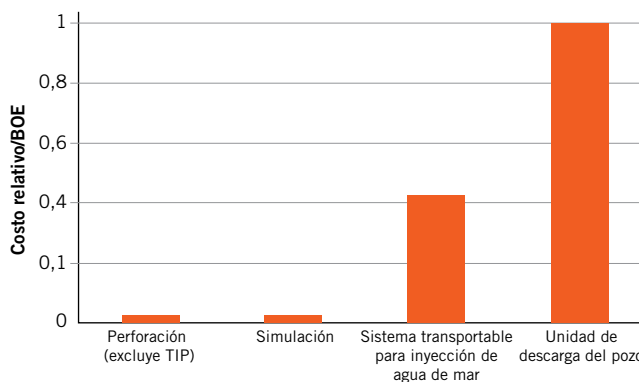


Figura 6. Costo operativo de la unidad SWIMS con *dual outlet* comparado con los costos de otras operaciones clásicas implementadas para aumentar la producción.

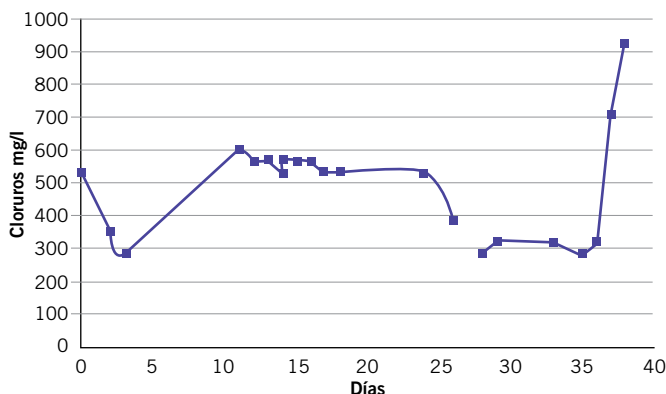


Figura 7. Contenido de cloruros en los pozos productores.





posibilidad de tener 19 plataformas como objetivo, y una reducción del 60% del tiempo para procesar todos los reservorios, es posible generar 30MUSD en ahorro, produciendo entre 6 y 9 MMSTB de petróleo de zonas que previamente fueron consideradas antieconómicas e inaccesibles, agregando nuevo valor al proyecto petrolero en el Golfo de Tailandia.

## Conclusiones

El uso de SWIMS con doble salida de inyección representa más del 10% de la producción actual asociada la recuperación secundaria con inyección de agua, y ha generado los siguientes beneficios:

- 1) Facilitó la implementación de proyectos de secundaria marginales y riesgosos en zonas alejadas, que actualmente representan el 50% de los proyectos de secundaria remanentes en condiciones de bajos precios de crudo.
- 2) Redujo el costo operativo por barril utilizando SWIMS en un 50%, para los objetivos primarios y para múltiples oportunidades en las plataformas.
- 3) Permitió una reducción de los caudales límites de abandono para reservorios independientes, cuando la unidad opera con múltiples objetivos, incluso cuando luego deba ser retirada y la inyección de agua discontinuada, maximizando así el factor de recobro.
- 4) Posibilitó el incremento de la descarga de las bombas a tres puntos

de inyección, lo que permitirá reducir aún más los costos y acceder a un mayor número de recursos en zonas remotas contribuyendo a maximizar la recuperación. ■



**Luciano Nicolás Petrella** completó su carrera de Ingeniería en Petróleo en el ITBA, tiene una extensa carrera internacional de más de 18 años de experiencia. Actualmente, se desempeña como mentor, WF Advisor e influencer para Chevron en el Golfo de Tailandia. Ha ejercido como ingeniero reservorista para Perez Companc, Petrobras Argentina y Chevron Argentina con especialización en la Cuenca Austral. Posteriormente, trabajó en Houston para Chevron en el megaproyecto de Angola LNG y finalmente para B8/32 Chevron Thailand en Bangkok. Se ha desempeñado con exitosos resultados en grupos de exploración, estudios y de seguimiento.

**Cristina Masarik** es Senior reservoir earth scientist, geóloga por la Universidad Nacional de La Plata y Posgrado en Ingeniería de Reservorios en el Instituto del Petróleo de la UBA. Con más de 20 años de experiencia en la industria, ha desarrollado proyectos en diferentes cuencas de la Argentina, Améri-

ca del Sur, Medio Oriente y Sudeste Asiático. Su principal expertise es en Desarrollo de Reservas y Evaluación de Formaciones Convencionales y No Convencionales; con amplia experiencia en delineación de yacimientos, Producción onshore y offshore y en IOR, inyección de agua y modelado de reservorios. Actualmente, se desempeña trabajando en Reservoir Management en Offshore en el Golfo de Tailandia.

**Ruibin Wang** nació en China, es Ingeniero de Reservorios del equipo de Reservoir Management en Chevron Thailand E&P, con experiencia en desarrollo y coordinación de proyectos de perforación offshore en el Golfo de Tailandia y monitoreo de operaciones de inyección de agua marina. Completó su formación en Ingeniería en Petróleo en la Universidad de Chulalongkorn (Bangkok, Tailandia).

**Hussein A. Chebli** es ingeniero de Producción en Chevron (Bangkok, Tailandia); MS Civil 2001 & MS Petroleum 2008. Desde hace ocho años se desempeña como analista de reservorios offshore en África Occidental, el Golfo de Tailandia; y tierra dentro, en los Estados Unidos (Texas, Oklahoma y Kansas).

**Himansu Rai** originario de India, es Ingeniero de Reservorios Senior y Magister en Ingeniería en Petróleo de la Universidad de Stanford (Estados Unidos). Con 14 años de experiencia en la industria, lleva 11 en Chevron y se desempeñó tres en ONGC Ltd, compañía nacional de hidrocarburos de India; se ha ocupado de Desarrollo de Reservorios y manejo de inyección de agua utilizando simulación de reservorios y otras herramientas analíticas.

# Peso sobre el trépano (WOB) en pozos horizontales

Por *Gabino Velasco*

Una sencilla explicación sobre cómo se genera, en la perforación de pozos horizontales, el empuje para que el trépano perfora la roca de manera horizontal, ya que carece del peso de los portamechas: con barras de sondeo extrapesadas.





La primera incógnita que surge cuando se habla de la perforación de pozos horizontales consiste en conocer como se genera el empuje necesario para que el trépano logre perforar la roca en forma horizontal, dicha fuerza que en los pozos verticales es suministrada por el peso de parte de los portamechas que componen el conjunto de fondo de la columna perforadora, no es aplicable a los pozos horizontales.

Para poder perforar con el trépano en el tramo horizontal la técnica usual es reemplazar los portamechas con una cantidad equivalente en peso de barras de sondeo extrapesadas (*Heavy Weight Drill Pipe*) que no irán directamente sobre el trépano como los portamechas, sino que trabajarán ubicadas entre el extremo inferior del pozo vertical y comienzo de la curva de transición y que suministrarán el empuje necesario a las barras posicionadas en el pozo horizontal en el extremo de las cuales irá colocado el trépano, según se observa en la figura 1.

El peso unitario para la barra de sondeo extrapesada de 4" es de 29,92 lbs/pié debido al mayor espesor de la pared del tubo *versus* los 17,71 lbs/pié correspondientes a las barras de sondeo normal para la misma medida.

De acuerdo con la disminución progresiva del peso sobre el trépano a medida que va avanzando la perforación horizontal debido a la penetración de las barras extrapesadas en el tramo horizontal del pozo, cuando este llegue al valor límite mínimo se

deberá sacar el sondeo hasta el extremo inferior de las barras extrapesadas y sobre la última barra del tramo horizontal se agregará la longitud necesaria de barras para volver a posicionar la columna de barras extrapesadas entre el extremo inferior del pozo vertical y comienzo de la curva de transición, con el trépano en el fondo.

En la figura 2 se muestra un pozo horizontal compuesto por su correspondiente tramo previo vertical, la curva de transición y el tramo horizontal.

En la figura 2a el sondeo se encuentra alejado del fondo del pozo y es empujado hacia el fondo, las fuerzas de rozamiento están actuando contra la tendencia del movimiento del sondeo. Las barras de sondeo y el trépano que se encuentran en el tramo horizontal son empujadas por las barras extrapesadas y el rozamiento axial al que están sometidas está generado por su peso normalmente apoyado en el área de contacto con el pozo, sumándose al mismo el rozamiento debido al pandeo helicoidal generado por el esfuerzo de compresión. En este escenario el esfuerzo de compresión en la sección curva deberá superar ambos rozamientos para lograr llevar el trépano al fondo del pozo.

Por encima del punto neutro, el sondeo estará sometido a la tracción y la fuerza de rozamiento axial dependerá de la fuerza normal y la fuerza de tracción para cada elemento.

La ecuación del peso para cada uno de los  $n$  elementos que componen la columna perforadora será:

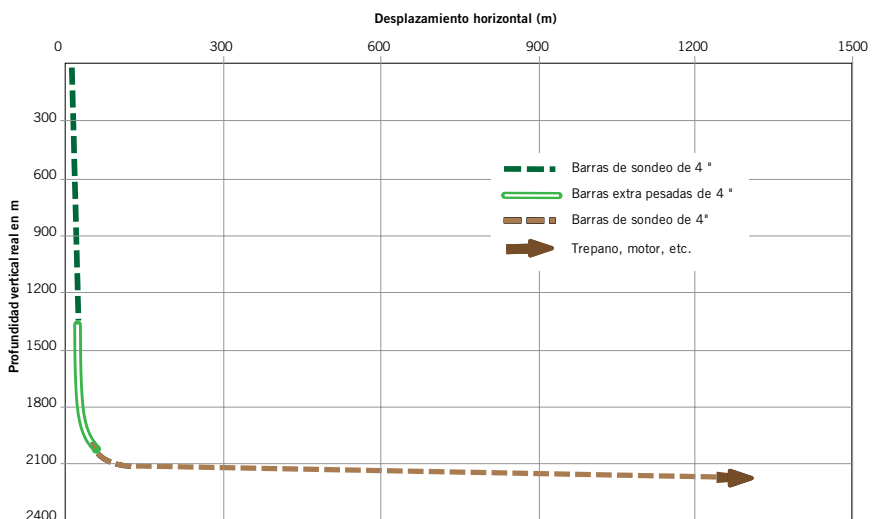


Figura 1. Configuración de la columna perforadora para un pozo horizontal.

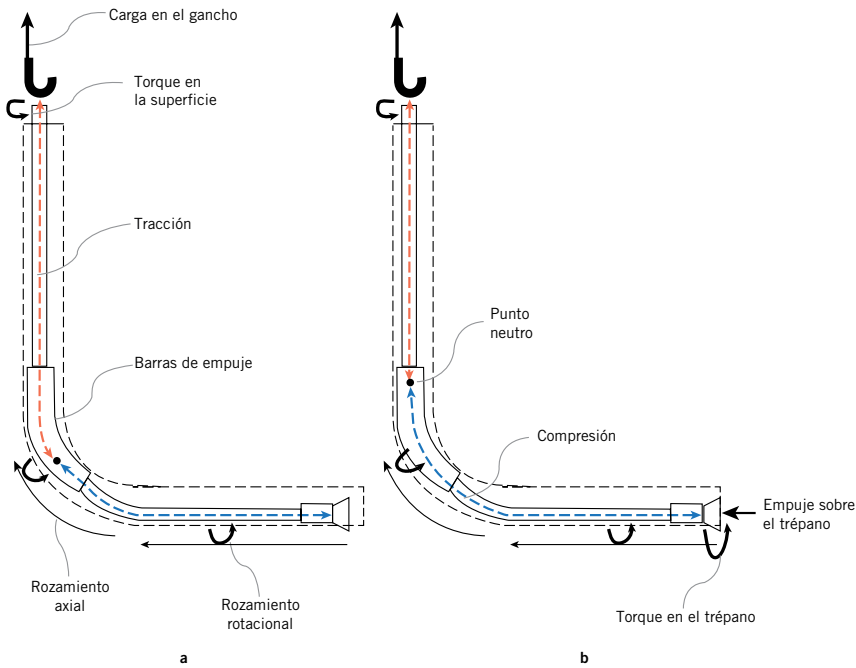


Figura 2. Sondeo avanzando en la perforación de un pozo horizontal.

$$F_{top} = F_{bottom} + W - \text{Friction weight} - (\text{Friction tension or } 0 \text{ or Friction Helical)} - DWOB$$

Donde:  
**F<sub>top</sub>** = Esfuerzo en el extremo superior del elemento con el trépano perforando.

- F<sub>bottom</sub>** = Esfuerzo en el extremo inferior del elemento.
- W** = Peso del elemento restado el empuje por flotación.
- Friction weight** = incremento del peso del elemento debido al rozamiento rotacional generado por la rotación del sondeo durante la perforación.
- Friction tensión** = Esfuerzo de tracción generado por el rozamiento axial del elemento con las paredes del pozo.
- 0** = Para la sección vertical del pozo.
- Friction helical** = Esfuerzo de tracción generado por el rozamiento del elemento debido al pandeo helicoidal del elemento (tramos curvo y horizontal del pozo, solamente).
- DWOB** = Peso sobre el trépano perforando.

En la figura 2b la aplicación del peso de las barras extrasadas sobre el trépano provoca una reducción en el esfuerzo de tracción a lo largo de toda la columna perforadora que afecta el valor de la fuerza de rozamiento

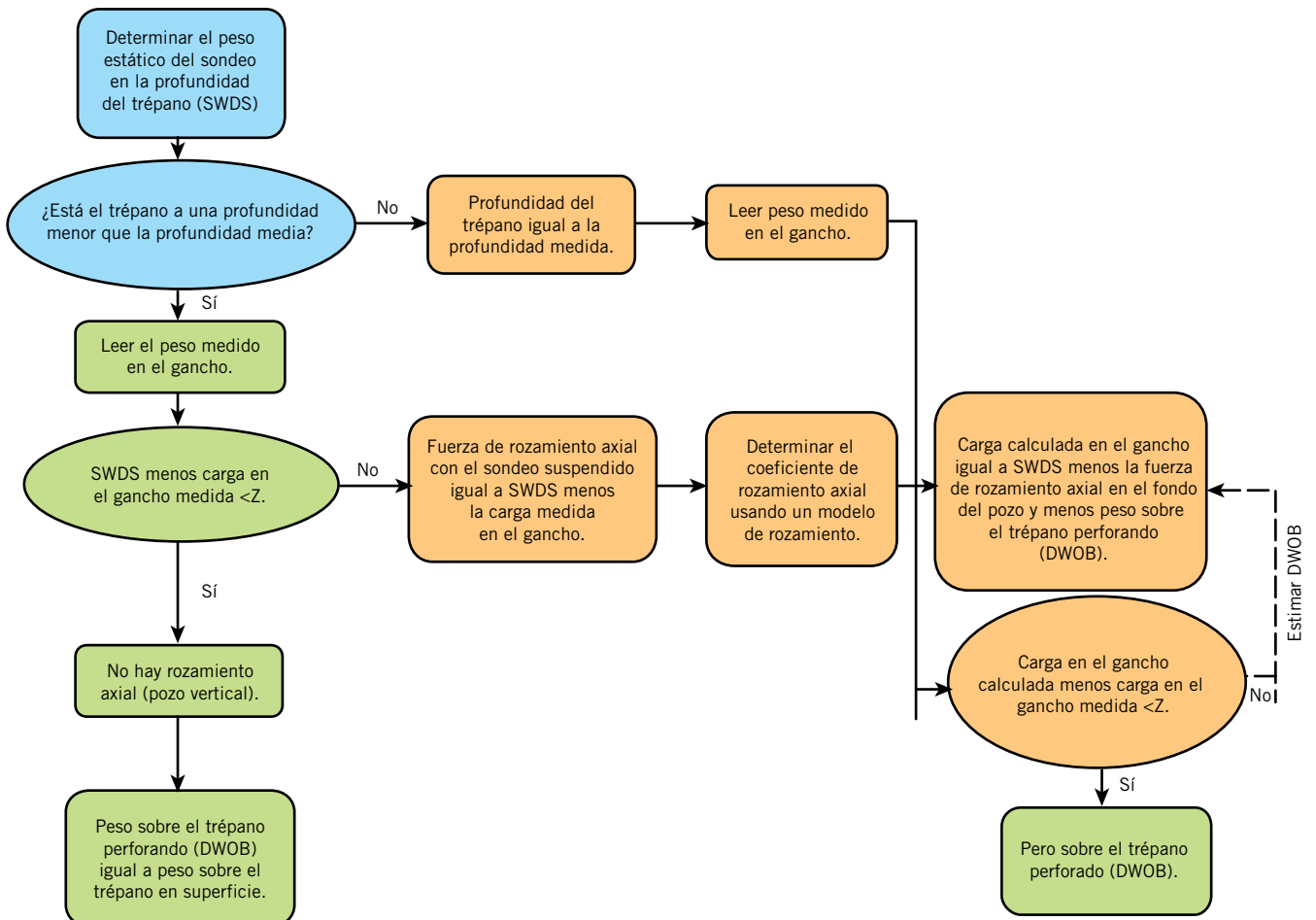


Figura 3. Diagrama de flujo mostrando los pasos para calcular el peso sobre el trépano en el fondo en base a mediciones de carga en el gancho.



rotacional en la sección curva. Esta última deberá ser determinada en base a las mediciones de torque obtenidas en la superficie usando el sistema que se describe a continuación.

En la figura 3 se encuentra el diagrama de flujo con los pasos para la estimación del empuje sobre el trépano (WOB) a través de las mediciones efectuadas en superficie. El primer paso consiste en determinar el peso estático de la columna perforadora (SWDS).

La carga en el gancho que muestra el Indicador de Peso de un equipo de perforación se obtiene a través de un sensor instalado en el anclaje de la línea muerta del cable de aparejo, razón por la cual, no es una medición exacta debido al hecho de que ignora el rozamiento generado por el cable y las poleas de la corona y el motón del aparejo, por lo tanto, para obtener el valor exacto de la carga en el gancho esta deberá calcularse considerando ese rozamiento.

Generalmente, en la industria de la perforación este déficit de carga en el gancho es considerado como carga sobre el trépano.

Para el cálculo del peso estático del sondeo en cualquier profundidad se requiere la siguiente información:

- Inclinación del pozo (obtenida de las mediciones del MWD).
- Peso unitario de cada uno de los componentes del sondeo.
- Densidad del lodo de perforación para calcular el coeficiente de flotación.

Existen ecuaciones estándares para el cálculo del peso estático del sondeo; por ejemplo, para un pozo horizontal podría ser la siguiente:

$$T = 0,981 \times 10^{-3} (LdpPdp1 + LhwPhw + LdpPdp2) K$$

Donde:

T = Carga sumergida por debajo del extremo superior de este tramo de barras de sondeo.

LdpPdpV= Longitud de las barras de sondeo del pozo vertical x su peso unitario.

LhwPhw= Longitud de las barras de sondeo extrapesadas x su peso unitario.

LdpPdpH= Longitud de las barras de sondeo del pozo horizontal x su peso unitario.

K= Coeficiente de flotación.

Para el cálculo del coeficiente de flotación K de la columna perforadora se utiliza el principio de Arquímedes que dice que la fuerza de flotación en un cuerpo sumergido en un fluido es igual al peso del fluido que desplaza, Aadnoy demostró que el esfuerzo de tracción en un sondeo sumergido en el interior de un pozo lleno de lodo de perforación es igual al peso unitario de las barras w multiplicado por el coeficiente de flotación  $\beta$ . Es válido para pozos verticales y dirigidos si dentro y fuera de la barra de sondeo

se encuentra sumergida en el mismo fluido.

$$\beta = 1 - \frac{\rho(\text{Lodo})}{\rho(\text{Barra})}$$

Donde:

$\beta$  = Coeficiente de flotación

$\rho$  (Lodo) = Densidad del lodo en  $\text{kg/m}^3$

$\rho$  (Barra) = Densidad de las barras de sondeo en  $\text{kg/m}^3$

La ecuación precedente brinda una buena estimación del coeficiente



**Del Plata Ingeniería S.A.**  
 Empresa de ingeniería y servicios con más de 40 años de experiencia en la industria de la energía, gas y petróleo.

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

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

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

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

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

de flotación para fluidos de perforación no compresibles y para aquellos en los cuales el efecto de la temperatura y la concentración de *cuttings* puedan ser ignorados.

Para agregar una barra al sondeo durante la perforación se levanta el trépano y luego se vuelve a bajar cambiando la posición de los otros componentes de la columna, por esta razón cuando el trépano llega al fondo nuevamente para seguir perforando es necesario recalculer el peso estático de la columna perforadora, asimismo en la perforación en desbalance (UBD) la densidad del lodo es variable, por lo tanto, el coeficiente de flotación no será constante y deberá ser calculado en forma individual para cada elemento agregado.

El segundo paso es determinar si el trépano está en el fondo del pozo o no. Durante la perforación el monitor de los parámetros de perforación (*Rig Display*) lleva registro de toda la información operativa necesaria. La profundidad del pozo medida y la profundidad del trépano serán utilizadas para determinar si el trépano está en el fondo o alejado del mismo, así como también si está ascendiendo o descendiendo en el pozo. La profundidad medida coincide con la profundidad final alcanzada por la perforación. Cuando el trépano está alejado del fondo del pozo y el sondeo se encuentra descendiendo, la medición de carga en el gancho se puede comparar con el peso estático del sondeo. Si la diferencia entre ambos valores fuera despreciable ello significa que no existe fuerza de rozamiento axial y la geometría del pozo es vertical. Cuando el trépano toca fondo, algo de peso estará apoyado sobre el trépano y se observará una disminución de la carga en el gancho. La reducción de la carga en el gancho es asumida como carga sobre el trépano en el fondo del pozo, consecuentemente el peso sobre el trépano en el fondo del pozo para un pozo vertical puede ser calculado directamente en superficie a través de las lecturas en el indicador de peso en el gancho con el sondeo suspendido y con el trépano en el fondo.

Si la diferencia entre la medición de carga en el gancho y el peso estático del sondeo no fuera despreciable, la diferencia entre ambos valores es la fuerza de fricción existente entre la columna perforadora y la pared del



pozo. La elección de la mejor medición de carga en el gancho antes de llegar con el trépano al fondo del pozo es crítica en razón de que el valor del coeficiente de rozamiento axial estará basado en esa medición. Considerando que el coeficiente de rozamiento axial estimado será utilizado para estimar el peso sobre el trépano en el fondo del pozo, en los casos en que el pozo este desviado y exista una fuerza de rozamiento axial considerable entre el sondeo y el pozo, para seleccionar la mejor medición de carga en el gancho antes de llegar con el

trépano al fondo deberá considerarse lo siguiente:

- La carga en el gancho es elegida cuando el trépano está bajando y se encuentra muy próximo de llegar al fondo del pozo. En esta maniobra el movimiento del sondeo será muy lento, similar a la situación sobre el fondo cuando el trépano está penetrando la formación.
- La velocidad de rotación del sondeo y el caudal de circulación son los mismos que los previstos para cuando el trépano reinicia la perforación. El efecto de la rotación del sondeo deberá ser incluido en el coeficiente de rozamiento axial.

Conociendo la fuerza de rozamiento axial y teniendo un modelo confiable de rozamiento, se deberá estimar el coeficiente de rozamiento axial (que incluye el efecto de rotación del sondeo). Este coeficiente de rozamiento será utilizado para la estimación del peso sobre el trépano en el fondo cuando este reinicie la perforación.

Cuando la profundidad a la cual se encuentra el trépano y la profundidad medida son iguales significa que el trépano está en el fondo. En esta situación se conoce la carga en el gancho medida y también se puede calcular. Asimismo, se tendrá información para calcular la carga en el gancho, el peso estático de la columna perforadora, el rozamiento axial y el peso sobre el trépano. Según lo expresado precedentemente el peso estático del sondeo se puede obtener directamente de las ecuaciones estándares mencionadas. El peso sobre el trépano en el fondo se puede estimar y el rozamiento axial será calculado en base al peso sobre el trépano en el fondo. Para conseguir el mejor valor de peso sobre el trépano, se deberán estimar valores cercanos al peso sobre el trépano leídos en superficie y aplicarlas al modelo de rozamiento para verificar su efecto sobre el valor de fuerza de rozamiento axial. Si la diferencia de carga en el gancho entre la medida y la calculada fuera despreciable, entonces el valor estimado es el correcto, si no fuera así elegir otro valor y repetir el cálculo. Este procedimiento deberá repetirse hasta que la diferencia entre el valor calculado y el medido sea despreciable. ■



Participe de la mayor reunión regional del empresas líderes de petróleo y gas no convencionales. Una exposición que genera excelentes resultados.

**7000 visitantes  
+ de 150 empresas  
expositoras**  
**Jornadas con debates  
del más alto nivel técnico**



# OIL&GAS PATAGONIA 2016

**21-24 Septiembre 2016**  
Espacio DUAM  
Neuquén - Argentina



Cuatro días donde se darán cita los protagonistas del mercado del petróleo y del gas proporcionando el marco ideal para la toma de decisiones, generar negocios y conocimiento.

### ¿Qué encontrará el visitante?

- Conferencias, charlas técnicas y presentaciones de productos y servicios.
- Agenda de negocios, la herramienta imprescindible para fortalecer relaciones comerciales, generar contactos y potenciar oportunidades de negocios.
- Panorama de la industria energética y su proyección.
- Networking entre empresas, estudiantes y profesionales del sector.

Organiza



Maipú 639 (C1006ACG) Buenos Aires, Argentina  
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)

Realiza y Comercializa



Av. Córdoba 632 - piso 11 (C1054AAS) Buenos Aires, Argentina  
Tel: (54 11) 4322 5707 - [og@uniline.com.ar](mailto:og@uniline.com.ar)



**[www.oge-patagonia.com.ar](http://www.oge-patagonia.com.ar)**

# El precio del crudo y su historia

Por *Eugenia Stratta*

Un rápido repaso por la historia de los cambios que sufrió el precio del hidrocarburo desde la industrialización de su extracción; los intereses y portagonistas que pesaron en cada caso y las perspectivas sobre la actual coyuntura de barril bajo.



La economía del siglo XXI está conmovida por las oscilaciones en la cotización del petróleo crudo, que promete ser por mucho tiempo más protagonista de titulares en los medios masivos de comunicación. Pero hubo un tiempo en el cual la correlación entre el petróleo y el desarrollo económico eran esenciales y; sin embargo, su precio era un tema que solo preocupaba a los especialistas en la materia.

Una mirada retrospectiva muestra que la industria petrolera creció desde 1860 y hasta mediados del siglo XX impulsada primero por la producción de kerosene para iluminación y luego por la demanda de combustibles para la alimentación de motores a combustión interna, convirtiéndose en protagonista esencial del desarrollo económico a partir de la Segunda Guerra Mundial. La finalización de la guerra dio inicio a un período de transformaciones económicas, sociales y culturales sin precedentes en toda la historia de la humanidad. Este período, que se extendió hasta mediados de la década del setenta, es definido por los historiadores como “los treinta años gloriosos” o como “la edad de oro del capitalismo”. La mayoría de sus protagonistas no tenían conciencia de que ese impresionante desarrollo tecnológico y económico era posible gracias a la disponibilidad de una fuente de energía abundante y barata y menos aún de cuáles eran sus valores de mercado, pero comenzarían a enterarse de ello en octubre de 1973.

### 1947-1973. Petróleo abundante y a bajos precios

Hasta la Primera Guerra Mundial (1914-1918), la producción petrolera tenía como protagonistas a los Estados Unidos y a algunos enclaves de Europa Oriental (Rusia, Polonia, Rumania), pero en las dos décadas siguientes se descubrieron grandes yacimientos en Irán, Irak, Arabia Saudita, Kuwait y Bahrein, así como en México y Venezuela. Gran parte de estos hallazgos fueron concretados por un grupo de compañías europeas y norteamericanas conocidas como las Siete Hermanas, que incrementaron su actividad después de la Segunda Guerra Mundial.

A partir de 1947, esas compañías, junto a otras que se incorporaron a la actividad petrolera, realizaron grandes inversiones en infraestructura de producción y transporte en los países del Golfo Pérsico, convertidos en los mayores abastecedores mundiales de petróleo en un período de fuerte incremento del consumo. Los hidrocarburos, que en 1950 aportaban el 37% de la demanda mundial de energía, en 1970 aportaron un 64%. Los precios de referencia del crudo, en base a los cuales se calculaban rentas y regalías, eran establecidos por las Siete Hermanas, que negociaban con los gobiernos de los países en los que se desempeñaban. Durante la guerra, el precio se mantuvo en US\$/b 1,08 y en el período 1947-1970 osciló entre US\$/b 1,7 y US\$/b 2,1. En ese período solo dos de los grandes consumidores eran productores de petróleo: los Estados Unidos y la Unión Soviética. Los países industrializados de Europa y Japón dependían de la importación de crudos del golfo Pérsico, donde la producción crecía aceleradamente, mientras los descubrimientos de nuevas reservas permitían atender al incremento de la demanda.

La creación del Estado de Israel en 1947 y las tensiones originadas en los procesos de independencia de los protectorados y colonias inglesas y francesas hicieron de Medio Oriente y el norte de África zonas calientes, escenario de

conflictos políticos que pusieron en jaque al abastecimiento petrolero, aunque no alteraron significativamente la estabilidad de los precios. En 1951, una revolución nacionalista en Irán que estatizó la actividad petrolera finalizó dos años más tarde con un golpe militar que repuso en el gobierno a la monarquía persa. En 1956-1957 la invasión israelí a Egipto interrumpió el tráfico de buques tanque por el Canal de Suez, circunstancia que se repitió en 1967 con la Guerra de los Seis Días. Los precios experimentaron subidas temporarias pero durante la década del sesenta descendieron a valores inferiores a los de 1950. En la publicación *BP Statistical Review of World Energy 2015* se calculan los precios históricos a dólares de 2014. Según esa estimación los 1,90 dólares corrientes pagados en 1949 equivalían a 20 dólares de 2014, en tanto los 1,8 de 1970 equivalían a 11 dólares de 2014.

En este escenario se conformó en 1960 la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que reunió originalmente a Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudí y Venezuela a los que se agregaron más tarde otros países exportadores de Medio Oriente y en Norte de África. El objetivo era fortalecerse en la negociación con las compañías, lograr mayor participación en las decisiones de producción y encontrar nuevos mecanismos de determinación de precios.

### 1973-1978. Embargo y estallido de precios

En sus primeros años de vida la OPEP trabajó con bajo perfil para incorporar nuevos miembros y unificar políticas destinadas a reafirmar sus derechos en el mercado petrolero. En 1969 Libia anunció la nacionalización de sus activos petroleros. A lo largo de la década siguiente, Argelia, Irak, Kuwait y Arabia Saudita crearon empresas petroleras nacionales que pasaron a regular la actividad productiva. Al mismo tiempo comenzaron a batallar por un incremento en el precio del crudo que pasó de US\$1,8 en 1971 a US\$2,5 en 1972.

Estos fueron los pasos previos al estallido del 17 de octubre de 1973, cuando la OPEP se convirtió en protagonista insoslayable de la economía mundial. Ese día estableció unilateralmente que el precio de referencia de sus petróleos era de 5 dólares y decretó el embargo petrolero a los países que apoyaban a Israel en la Guerra del Yom Kippur, afectando especialmente a los Estados Unidos y Holanda. Además se decidió la disminución de la producción en cinco millones de barriles/día, un 7% de la producción mundial. Los embargos se levantaron en pocos meses pero el precio del crudo volvió a elevarse en 1974, esta vez a US\$/b 11,5 equivalentes a US\$/b 55 de 2014.

La combinación entre escasez y altos precios llevó la crisis económica a la mayoría de los países importadores de petróleo, aún a grandes potencias que vieron descender su PIB en 1975, entre ellas: los Estados Unidos (-0,75), Alemania y Gran Bretaña (-1,6% en ambas). Los países exportadores pasaron en muy poco tiempo de ser estados deficitarios en sus cuentas externas a contar con grandes excedentes de petrodólares que fueron a parar en su mayoría a la banca británica, originando un exceso de liquidez en el mercado financiero global cuyas consecuencias requieren de un análisis que excede los alcances de esta nota.

Entre 1975 y 1978 la producción volvió a crecer y los precios mundiales del crudo oscilaron entre US\$/b 12 y

Precio spot de petróleo crudo WTI. Promedios mensuales 2000-2016



U\$/b14, aunque la inflación que afectó a las economías occidentales mitigó en parte el impacto de los aumentos.

La primera crisis del petróleo obligó a los países afectados a racionar el consumo de combustibles y dejó varias enseñanzas que marcarían el desarrollo de la industria energética en años posteriores. Se exigió a la industria automotriz el diseño de coches con motores más pequeños y se establecieron límites de velocidad a fin de ahorrar combustibles. Se empezó a prestar atención al uso racional de la energía, así como al desarrollo de fuentes alternativas para disminuir el consumo de hidrocarburos y con este objetivo se creó en 1974 la International Energy Agency (IEA). A fin de atenuar la dependencia respecto de la OPEP, se intensificaron los trabajos de exploración y desarrollo en otras regiones del mundo como el Golfo de México, Alaska, las cuencas *offshore* de Brasil, la costa occidental africana y muy especialmente el Mar del Norte con el Reino Unido a la cabeza. La producción británica ascendió de 34 mil barriles diarios en 1975 a 2,17 millones en 1981.

### 1979-1989. Revolución, guerra y cuotas de producción

La relativa estabilidad de precios de fines de los setenta fue alterada por una nueva y profunda crisis. En 1979 una revolución nacionalista derrocó a la monarquía del Shah

y estableció la República Islámica de Irán. Este país, antiguo amigo de los Estados Unidos, era en ese momento el segundo productor de la OPEP después de Arabia Saudita y también el segundo exportador mundial de crudo. En 1980 estalló la guerra entre Irán e Irak, esta última apoyada por países occidentales que buscaban el debilitamiento del nuevo gobierno nacionalista iraní y la protección del Estrecho de Ormuz, ubicado entre Irán y Omán, salida obligada para los crudos de Medio Oriente.

El precio del petróleo pasó de U\$/b14 a U\$/b25 en 1979 y a U\$/b37 en 1981, equivalentes a 105 dólares de 2014. Tomado como base los valores de 1970, en una década cotizaba 2000 veces más en dólares corrientes y 950 veces en dólares de 2014 según los datos publicados por BP. Entre la revolución y la guerra la producción iraní se desplomó, afectando especialmente a las refinerías europeas y japonesas, mientras la producción mundial caía un 6%.

En 1982 la OPEP acordó por primera vez un techo de producción, asignando cuotas a cada uno de sus miembros y a Arabia Saudita el papel de productor compensador, reduciendo o incrementando su producción según fuera necesario para sostener la estabilidad de precios. Entre 1982 y 1985 lograron sostener un precio de 29 dólares por barril a costa de disminuir la participación la Organización a un 28% de la producción global. La demanda de petróleo estaba en retroceso y la producción crecía en otras regiones del mundo.

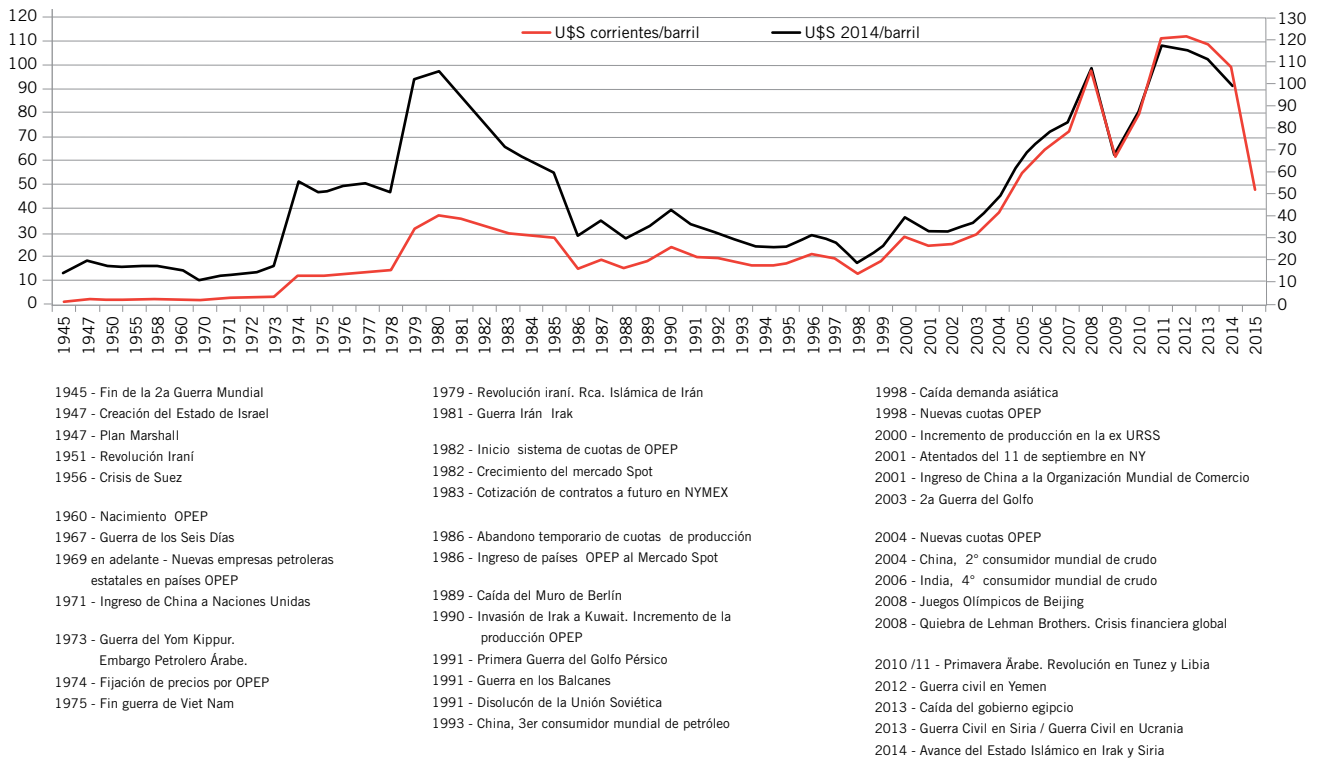
Entre 1986 y 1989, los precios entrarían nuevamente en crisis pero esta vez por su descenso. La mayoría de los países miembros de la OPEP violaron sus cuotas parte y Arabia Saudita abandonó su función reguladora, generando una estrepitosa caída. Los precios exhibieron una volatilidad que se reflejaba mes a mes. En enero 1986, la cotización era de U\$/b23; en febrero, de U\$/b15 y en julio de ese año, de U\$/b12.

Las dificultades para estabilizar los precios se explican en parte por los cambios ocurridos en el mercado petrolero. El sistema de comercialización por convenios a largo y mediano plazo con precios de referencia establecidos por los productores comenzó a ser reemplazado hacia 1975 por





Historia de los precios del petróleo crudo 1945 - 2015



los mercados *spot* (mercado libre con entrega inmediata) y *forward* (mercado libre con entrega diferida). En 1983 se inició además la cotización de contratos a futuro en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) con el petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI) como referencia.

El mercado *spot*, reducido antes de 1974 a algunas compañías independientes, fue creciendo y tomó protagonismo a partir de la crisis iraní, con la aparición de nuevos comercializadores o *traders* de países no miembros de la OPEP que ofrecían fuentes alternativas de suministro, en muchos casos más baratas. En este escenario la OPEP se vio obligada a comercializar en ese mercado importantes volúmenes de sus petróleos que no se vendían por exportación directa. En 1985, mientras abandonaban su cuota de producción, varios países árabes dejaron de lado sus precios oficiales e indexaron sus crudos en el mercado *spot*. Arabia Saudita adoptó por un tiempo los valores Netback, un cálculo de precios del crudo a partir de los productos que se obtienen de él.

La cotización del Arabian Light (34°API) FOB Ras Tanura, crudo de referencia hasta los años setenta, fue reemplazada por nuevos crudos marcadores, con indicación de los modos de entrega: FOB (Free on Board) o CIF (Cost, Insurance and Freight), dependiendo del punto de entrega del cargamento. Los nuevos crudos marcadores pasarán a ser el WTI (40°API) de los Estados Unidos, el Brent Dated (38°API) del Mar del Norte y el Dubai Crude (30° API) del Golfo Pérsico. La OPEP estableció una canasta propia integrada por doce crudos con diferentes calidades.

### 1990-2003. Otra vez guerras

Otra vez las guerras en Medio Oriente incidirían sobre los precios en el bienio 1990-1991. En agosto de 1990, Irak invadió Kuwait alegando viejas reivindicaciones territo-

riales. El embargo de las exportaciones iraquíes decretado por Naciones Unidas y la paralización de yacimientos kuwaitíes provocaron una estampida de precios de corta duración, generada más por el pánico que por una escasez prolongada. Arabia Saudita y otros productores árabes repudiaron la invasión y cubrieron rápidamente las demandas a fines de 1990. Se alcanzaron picos de U\$S40 a un mes de la invasión a Kuwait, pero en tres meses los precios retornaron los valores anteriores al conflicto bélico.

En enero y febrero de 1991, con la intervención de las potencias occidentales, tuvo lugar la Operación tormenta del Desierto, más conocida como Guerra del Golfo Pérsico. Con los posibles problemas de abastecimiento previstos, se logró una relativa estabilidad de precios que se mantuvo hasta el fin de la década. En esos años, la cotización del crudo en el mercado de las commodities osciló entre 16 y 20 dólares. En 1998 se produjo una disminución del consumo asiático, generando una caída temporaria hasta los 11 dólares, remontada en menos de un año por nuevas cuotas de producción adoptadas por una OPEP más cohesionada. El crudo inició el nuevo siglo con cotizaciones que rondaban los U\$S/b30.

Los últimos años del siglo xx y los primeros años del siglo xxi seguirían marcados por la disputa de precios entre los exportadores con la participación de nuevos actores. Las repúblicas de la Ex Unión Soviética recuperaron los niveles de producción anteriores a la caída del Muro de Berlín y aumentaron su participación en el mercado exportador, generando una puja de precios con los saudíes que aún continúa. En 2001, China se incorpora a la Organización Mundial de Comercio, todo un símbolo de su inserción en la economía global. Las demandas energéticas de China, India y las economías del SE asiático, que crecían aceleradamente, pasaban a ser determinantes en la evolución del mercado mundial, garantizando una tendencia alcista

solo interrumpida por una baja temporaria en el segundo semestre de 2001. La IEA atribuye esta baja a la sobreproducción y la recesión de la economía estadounidense, agravada por los atentados del 11 de septiembre.

En 2003 se produjo la invasión de los Estados Unidos a Irak, conocida como Segunda Guerra del Golfo. A diferencia de la guerra de 1991 que alineó a Occidente, esta dividió aguas. La invasión fue apoyada por el Reino Unido, España, Australia y varios países de Europa Central y discutida por Francia, Alemania, Siria, Rusia y China. La disputa por el control del petróleo iraquí fue uno de los motivos, pero no el único, de estas alineaciones. El precio del crudo trepó de 30 a 37 dólares entre diciembre de 2002 y febrero de 2003, cuando la operación estaba en preparación. En el transcurso del mes de marzo, cuando se concretaron las operaciones militares sin afectar a la infraestructura petrolera de Irak, se volvió a los valores de diciembre anterior.

### 2004-2016. Precios en el sube y baja

El análisis del comportamiento de los precios de hidrocarburos en el siglo XXI es muy complejo. Las guerras civiles y los conflictos internacionales en las zonas calientes para la industria petrolera generan alianzas y apoyos enmarañados por parte de las potencias mundiales. No siempre es posible atribuir mecánicamente a estos conflictos las altas o bajas de precios. Frente a ellos hay una industria experimentada en compensar cuotas de producción para atender demandas en períodos críticos o estabilizar precios. Al interior del sector petrolero la aplicación de nuevas tecnologías, el desarrollo de fuentes no convencionales o el incremento de producción en regiones no tradicionales también suscitan conflictos de intereses. Desde 2004 hasta nuestros días se distinguen dos ciclos caracterizados por fuertes subas seguidos de caídas estrepitosas de precios: 2004-2008 y 2009-2014.

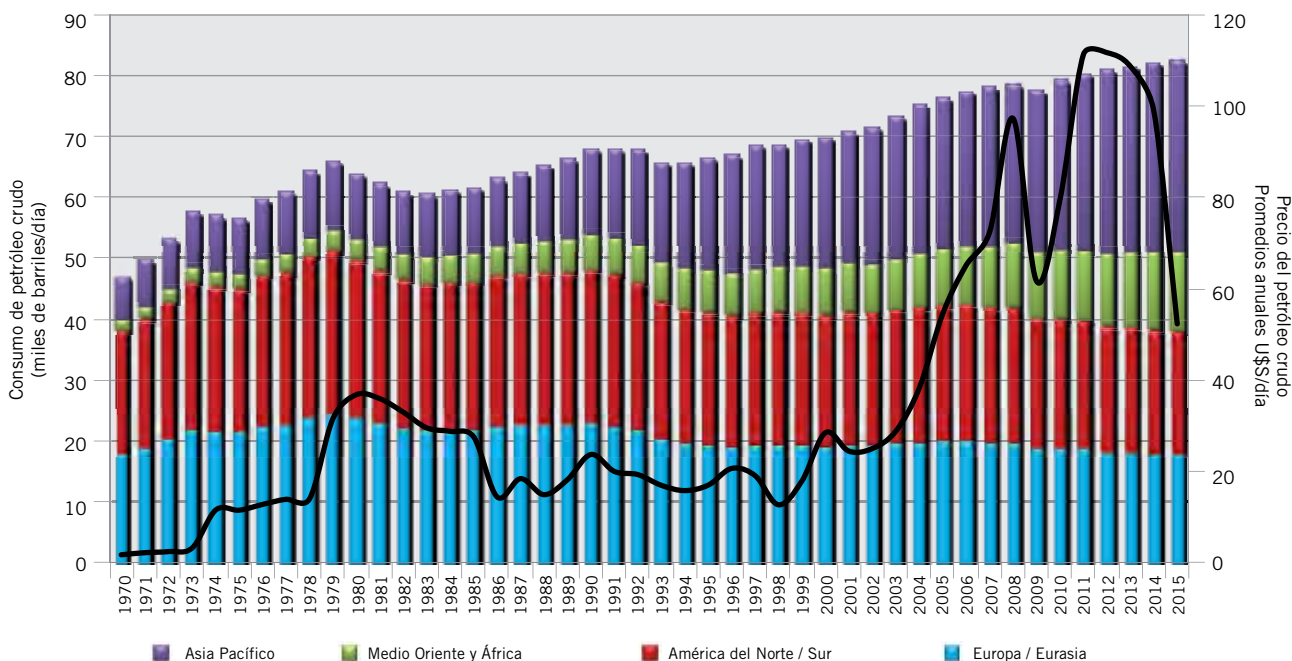
Los cuatro años que siguieron a la Segunda Guerra del Golfo (2004-2008) fueron escenario de subas casi perma-

nentes de los precios, con bajas temporarias. El crecimiento de China e India, los recortes de producción de OPEP, el descenso de las reservas estratégicas de los Estados Unidos, el desastre del Huracán Katrina que dejó temporariamente fuera de producción a instalaciones del Golfo de México, conflictos en Venezuela y Nigeria harían lo suyo para generar temor al desabastecimiento y aumento de precios. Cabe acotar que en este período crecieron las cotizaciones de la mayoría de las commodities.

Entre enero de 2004 y agosto de 2008 las cotizaciones mensuales promedio pasaron de 34 a 120 dólares por barril con un pico máximo de 145 dólares a mediados de julio de 2008 que rompió todos los récords históricos del precio del crudo, atribuido a la demanda generada por los Juegos Olímpicos de Beijing. Esta burbuja comenzó a diluirse en septiembre y terminó de hacerlo en diciembre con cotizaciones de 32 dólares. ¿Qué ocurrió en septiembre de 2008? La quiebra del banco de inversiones estadounidense Lehman Brothers, punto de inflexión para la peor recesión de la economía mundial desde la Segunda Guerra Mundial. Con el colapso financiero se inició un período de recesión global, el PIB descendió y la tasa de desempleo se disparó especialmente en los Estados Unidos y en un grupo de países europeos.

A mediados de 2009 comenzó otro período de repunte de precios que duraría cinco años y volvería a llevar los crudos a los 100 dólares. A la incipiente reactivación de las economías nacionales y al incremento de la demanda asiática se unió nuevamente el fantasma de la escasez que podrían provocar los nuevos conflictos políticos. La Primavera Árabe que generó movimientos de protesta y caídas de gobiernos en el norte de África y en Medio Oriente, la intervención de los Estados Unidos en Libia, la crisis diplomática por el armamento nuclear en Irán, las guerras civiles con fuertes injerencias extranjeras en Siria, Yemen, Irak y otros enclaves árabes, la crisis de Ucrania y el interminable conflicto palestino-israelí son solo algunos de ellos. La influencia directa de estos conflictos puede ser relativizada teniendo en cuenta

Evolución del consumo regional / precios del petróleo crudo 1970-2015







Equipos parados en Odessa, Texas, en 2015. (Foto de Oilpro.com).

que la mayoría de ellos subsisten en el siguiente escenario de baja de precios iniciado a mediados de 2014.

Entre las cotizaciones superiores a 100 dólares de julio de 2014 y las cotizaciones de 27 dólares de enero de 2016 transcurren solo 18 meses. Los intentos de explicar este fenómeno nos hablan del descenso de la demanda china, la explotación de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos, la reincorporación de Irán al mercado petrolero después de sus negociaciones con los Estados Unidos, la elevada oferta proveniente de la OPEP y la circulación de petróleo barato en manos del grupo terrorista Estado Islámico conocido como ISIS.

Nuevamente desde febrero último los precios se suben. Los países que dependen de la industria petrolera y carecen de reservas monetarias para sostener la baja (Venezuela, Nigeria, Libia, Irán) necesitan urgentemente del aumento de precios. Arabia Saudita está empeñada en sostener su cuota de producción frente a Irán y Rusia, sus principales competidores, pero debió aceptar un leve recorte en la producción para elevar precios y evitar un ahogo financiero. Estados Unidos necesita de una suba de precios para revitalizar sus yacimientos no convencionales, pero a la vez su política exterior presta atención a los problemas que experimentan sus rivales políticos por los bajos precios. China ya no crece al 12% anual, sino al 6% y su economía, principalmente exportadora, se está reorientando hacia el mercado interno. Esto es analizado por algunos economistas como una estrategia para incidir en la baja de los precios de sus importaciones energéticas y también de otras commodities de las cuales China es primer consumidor mundial.

Es muy pronto para analizar si el actual repunte de precios se trata de una situación coyuntural o son indicios de un cambio estructural. Los países de la OPEP siguen siendo esenciales para el abastecimiento petrolero mundial pero tienen competidores, aunque sea temporarios, en Rusia y las ex repúblicas soviéticas, en la costa occidental africana, en el *offshore* de Brasil o en los países que disponen de reservas no convencionales. Sin embargo, queda claro que

ha habido profundos cambios en la demanda de crudos. En el siglo XXI el mercado y los precios ya no dependen tanto de la relación entre Medio Oriente y las potencias occidentales, como de las demandas provenientes de China, India y los gigantes del SE Asiático. Los numerosos estrechos que conectan el Océano Índico con el Mar de la China pueden ser tan protagonistas de la geopolítica petrolera como el Golfo Pérsico, el Mar Rojo y el Canal de Suez. ■

#### Fuentes consultadas

- Balza Guanipa, Ronald, OPEP, *Historia y Literatura*, Caracas, Red Venezolana de Conocimiento Socioeconómico, 2004. Disponible en línea: <[www.redeconomia.org.ve](http://www.redeconomia.org.ve)>
- British Petroleum, *Statistical Review of World Energy 2015*, Londres, 2015 [<http://www.bp.com/>] EE.UU., Energy Information Administration, *Petroleum & Other Liquids, Spot Prices*. Washington, 2016. Disponible en línea: <<http://www.eia.gov/petroleum/>>
- EE.UU., Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook. Washington, Mayo 10, 2016. Disponible en línea: <<https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/prices.cfm>>
- Hartmann, Bernhard y Sam, Saji, "What Low Oil Prices Really Mean", *Harvard Business Review*, March 28, 2016. Disponible en línea: <<https://hbr.org/2016/03/what-low-oil-prices-really-mean>>
- Hobsbawm, Eric, *Historia del Siglo xx*, Buenos Aires, Crítica, 1999.
- International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2015 (WEO 2015)*. París, 2015
- Parra Iglesias, Enrique, *Petróleo y gas natural: Industria, mercados y precios*, Madrid, Ediciones Akal, 2003.
- Vigil García, Alejandro, *El petróleo, geopolítica en Oriente Medio y la OPEP*, Revista ARI N° 54-2002-19/09/2002, Fundación Real Instituto Ecano, Madrid. Disponible en línea: <<http://www.realinstitutoelcano.org/>>

**Eugenia Stratta** es gerente de Biblioteca del IAPG.



# Exitoso evento del IAPG en Houston

**Primer evento del Instituto en los Estados Unidos sobre Vaca Muerta, con la presencia de representantes de empresas y entidades financieras estadounidenses, y de las máximas autoridades de aplicación argentinas y representantes de las principales compañías que operan en el país.**

**E**n lo que resultó un éxito sin precedentes, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, conjuntamente con el IAPG Houston, realizaron en Houston, Texas (Estados Unidos) la Jornada “El futuro del *shale*: Vaca Muerta, 6 años comprendiendo el reservorio”.

En ella, se buscó volver a presentar al mundo nuestra apuesta a los no convencionales, mostrando los avances y el tránsito realizado por la curva de aprendizaje desde aquel anuncio de la U.S. Energy Information Administration (EIA), que puso de relieve el gigantesco potencial de recursos hidrocarbúricos del país. Hoy, la Argentina está considerada el segundo país, fuera de América del Norte, que más ha desarrollado los no convencionales.

La apuesta por esta búsqueda de salir al mundo fue tal, que entre los oradores figuraron el Ministro de Economía y Minería de la Nación, Ing. Juan José Aranguren, así como del gobernador de la provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez; y los responsables de *shale* de las principales empresas que operan en la Argentina; varios de cuyos CEOs estuvieron presentes.

Entre todos explicaron a los asistentes a la Jornada —profesionales, técnicos, empresarios y decision makers basados en Houston— por qué la Argentina presenta una excelente oportunidad para invertir y seguir desarrollando los proyectos energéticos.

## Descripción a fondo

La situación de los no convencionales en Vaca Muerta fue descrita a fondo en las exposiciones magistrales de







quienes más saben del tema, puesto que son los que están llevando adelante la actividad en el país.

Así, luego de la apertura del presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, y de las palabras del Ministro de Economía y Minería de la Nación, Juan José Aranguren, quien aseguró que “Aún tenemos mucho por hacer en logística e infraestructura; es necesario desarrollar nuestra energía para poder frenar la importación de gas natural licuado y de gasoil, que se disparan en invierno por la falta de gas”, fueron aproximándose al tema en sucesivas presentaciones los profesionales de las empresas.

Fernando Giliberti, vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios de YPF, se refirió a que “El esfuerzo colectivo de varios de los jugadores, trabajando sistemáti-





camente al mismo tiempo, y aprendiendo mientras hacen, es lo que creará una economía de escala". Posteriormente, Sergio Giorgi, director de No Convencionales de Total Austral, dijo que "Vaca Muerta es una oportunidad inmensa para la Argentina, y puede desarrollarse de manera social y ambientalmente aceptable; la recuperación del autoabastecimiento es técnicamente posible si se generan las condiciones de negocio adecuadas".

Por su parte, Lauren Gaarenstrom, gerente general de No Convencionales para América latina, aconsejó "Realizar las inversiones con eficiencia y cuidado, no a toda velocidad; pero la eficiencia sí debe llegar con rapidez", mientras que Rod Henson, Ejecutivo de Proyecto para XTO (Exxon Mobile), concretó: "No cabe duda de la buena calidad de la roca que tenemos en Vaca Muerta"; y Richard Spies, CEO de PanAmerican Energy, profundizó sobre cómo "los



no convencionales reciben mucha atención por parte del Gobierno argentino; este recurso es visto como estratégico en el actual contexto de aprovisionamiento de gas".

Prosiguieron Ricardo Aguirre, gerente de Planeamiento Comercial de Negocios de Chevron Argentina, para quien "La eficiencia es la clave del éxito: debemos alcanzar y mantener las eficiencias conquistadas en el activo declinante para ser exitosos en el futuro desarrollo del *shale*; este no será exitoso en ninguna parte (incluyendo Norteamérica) sin una alta eficiencia y bajos costos de operaciones"; y Michael Zechner, director de Operaciones No Convencionales de Wintershall, quien aconsejó: "No tenemos que perder de vista que estos proyectos no convencionales son a largo plazo".

Carlos Macellari, director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol, ahondó en "La increíble oportunidad que nos ofrece el No Convencional", en tanto que Marcelo Artega, director Corporativo de Exploración de Pluspetrol, recordó que "El desafío es hacer de Vaca Muerta una realidad, aplicando los conocimientos correctos para generar valor efectivo a partir de esta oportunidad" y Ruy Riavitz, country manager de Madalena Austral, resaltó el papel clave que han tenido en el desarrollo norteamericano del *shale*, las pequeñas y medianas empresas, no solo las grandes operadoras: "Es necesaria la presencia de más compañías pequeñas que E&P, que aporten pluralidad de perspectivas sobre cómo hacer más efectivo el costo de los recursos no convencionales, y que mejoren los resultados y hagan más eficiente el proceso de desarrollo".

Al mediodía, se contó con la presencia del embajador argentino en los Estados Unidos, Martín Lousteau, presentado por el director del IAPG Houston, Guillermo Hitters. Lousteau destacó que "continuamente, funcionarios de la Argentina y de los Estados Unidos están conversando e identificando los mejores desafíos; Estados Unidos puede complementar a la Argentina con su know-how y esto será beneficioso para ambos". Por su parte, el cierre estuvo a cargo del gobernador de la provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez, quien se extendió sobre el firme compromiso de la provincia para afrontar este desarrollo y dejó claro: "Acá hay un Gobierno nacional y provincial en línea que está dispuesto a tomar todas las medidas que permitan articular, fortalecer, propiciar el desarrollo de estas actividades".

El evento fue considerado un verdadero éxito por parte de los 300 asistentes, en su mayoría profesionales de la industria de toda la región, así como inversores de bancos estadounidenses, entre otros.



## “Actividad conjunta con la AmCham”

**En paralelo con el evento sobre *shale*, una delegación de 33 ejecutivos, empresarios, funcionarios y legisladores visitaron puntos estratégicos relacionados con la Energía, en Washington y Texas.**

Al tiempo que se desarrollaba en Houston la Jornada “El futuro del *shale*: Vaca Muerta, 6 años comprendiendo el reservorio”, el IAPG realizó en los Estados Unidos, junto con la Cámara de Comercio de los Estados Unidos de Norteamérica (AmCham), una serie de actividades relacionadas con la energía.

En efecto, una delegación de 33 integrantes –entre ejecutivos de empresas y funcionarios de los gobiernos nacional, provincial y municipal, además de representantes de los poderes legislativos nacional y provincial– realizaron un periplo que incluyó cuatro importantes puntos de los Estados Unidos: Washington y tres ciudades texanas: Austin, Houston y Freeport.

En Washington fueron recibidos en la Embajada Argentina por el Jefe de Misión Sergio Pérez Gunella y presenciaron una charla sobre el mapa energético de los Estados Unidos, a cargo de Stephen Eule, vicepresidente de Clima y Tecnología, del Instituto para la Energía del Siglo XXI de la US Chamber of Commerce; y de Kyle Isakover, vicepresidente de Políticas Regulatorias Económicas del Instituto Americano de Petróleo (API). También se expidieron Paula Gant, subsecretaria principal adjunta de la Oficina de Asuntos In-

ternacionales del Departamento de Energía y Juan Carlos Iturregui, director general de Milán Américas, LLC.

Poco después, la delegación mantuvo un encuentro con representantes del Departamento de Estado, oficina de Hemisferio Occidental y Bureau de Energía. Allí fueron recibidos por Mary Warlick, subsecretaria principal adjunta de la Oficina de Recursos Energéticos del Departamento de Estado de los Estados Unidos, quien recientemente visitó la Argentina para avanzar en acuerdos de cooperación técnica para el desarrollo de energías seguras y sustentables con nuestro país.

La comitiva visitó Freeport, Texas, para concurrir a la planta petroquímica y al centro de Investigación y Desarrollo de Dow. La bienvenida estuvo a cargo de Diego Ordoñez, director global de Desarrollo de Nuevos Negocios, y estuvieron presentes Sean Stockard (Presidente & CEO de La Alianza para el Desarrollo Económico del Condado de Brazoria); Sandra Shaw (Presidente y CEO de la Cámara de Comercio del área de Brazosport); Héctor Rivero (Presidente y CEO del Council de Química de Texas y de la Asociación de la Industria Química de Texas) y Daniel Womack (Director de Relaciones Gubernamentales para la Región Suroeste). Allí, se resaltó la importancia del trabajo conjunto entre gobierno, empresa y comunidad para asegurar una planificación estratégica que asegure que la llegada de grandes inversiones a pequeñas localidades se focalice en nueva infraestructura vial, centros educativos, hospitales comunitarios, viviendas, etcétera, permitiendo la creación de empleos de calidad relacionados con los servicios vinculados al crecimiento poblacional generado.

Se realizó asimismo una recorrida por las instalaciones del complejo de la empresa, donde se recorrieron las principales instalaciones y obras de infraestructura petroquímica realizadas.

La delegación visitó la Universidad de Texas, en Austin; y por último, participó en Houston del evento realizado por el IAPG.





# Congresos y Jornadas

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

## Los que se fueron

### La OTC 2016, con el foco en aumentar la producción

La 48 edición de la ya tradicional Offshore Technology Conference (OTC) volvió a convocar a decenas de miles de asistentes e incluso a entrar en su propio ranking de las más visitadas, pese a que los 68.000 acreditados de este año distaban de las 89.000 de hace dos años. El motivo, sin duda, fue el precio bajo del barril, que llevó a varias empresas a revisar costos.

El evento, al que *Petrotecnia* asistió una vez más, se llevó a cabo, como es tradición, en el NRG Park de Houston, Texas, del 2 al 5 de mayo, con expertos de la industria, líderes, estudiantes y técnicos provenientes de 120 países

del mundo y que además de atender a las conferencias, recorrieron los más de 205.000 m<sup>3</sup> de la enorme Expo (incluyendo las exhibiciones al aire libre) donde se contó con la presencia de 2.600 compañías expositoras (300 más que en 2015), provenientes de 47 países (10 más que en la edi-







ción anterior); las empresas internacionales cubrieron el 51% del predio.

“Como sucede desde 1969, el mundo acude a la OTC para tomar decisiones críticas, compartir ideas y desarrollar acuerdos de negocios, en busca de solucionar la demanda global de la energía –aseguró Joe Fowler, chairman de la OTC 2016–. El compromiso del *staff* y de los voluntarios aseguró que pese al precio bajo del barril, la organización continuo otorgando información valiosa a los asistentes sobre nuevas tecnologías y desarrollos globales, al tiempo que con parte de sus ingresos, la OTC beneficia a 13 organismos no gubernamentales”.

Además de la Expo, la OTC 2016 presentó 11 sesiones plenarias, 24 presentaciones con importantes oradores en almuerzos, desayunos ejecutivos, y más de 325 presentaciones de trabajos técnicos. Los oradores, incluyendo los provenientes de empresas nacionales e internacionales, funcionarios de gobierno regional y gubernamental, así como reconocidos académicos, presentaron su punto de vista sobre un amplio rango de temas, con especial foco en la dirección que puede tomar la industria, la integridad operacional y el manejo del riesgo.

Asimismo, se entregaron 13 premios a las Nuevas Tecnologías, por sus innovaciones a la industria que permiten

la producción *offshore*, incluyendo a una compañía en el rubro de Premio al Pequeño negocio.

“Incrementar las eficiencias al tiempo que se asegure la seguridad de las operaciones” fue el lema de este año, demostrando la ambición del core de la industria de seguir creciendo, pero sin descuidar la seguridad y la sustentabilidad. Las sesiones cubrieron nuevas tecnologías que no solo reducen costos a los operadores, sino que también resaltan la seguridad de las operaciones; el avance costo-eficiencia en tecnologías de cementación de pozos; y el uso de RFID (identificación por radiofrecuencia), un sistema de almacenamiento y recuperación de datos remoto que usa microchips con el propósito fundamental de rastrear las barras de sondeo en el pozo.

La OTC también se dedicó a actualizar datos de las novedades sobre mercados nuevos emergentes de todo el mundo. Cabe destacar que así como en años anteriores la lupa se puso sobre el Presalt brasileño, esta edición se destacó el papel de México a partir de la Ley de Reforma Energética que abre la oportunidad a las empresas mexicanas a asociarse con inversores internacionales y así atraer tecnologías y capitales al país.

El capítulo dedicado a las universidades contó con la participación de casas de altos estudios de los Estados



Unidos, Alemania, Japón y Nigeria, y predominaron los proyectos que incluían drones para la predicción de mareas; coberturas que mejoran la eficiencia del trépano y la recalibración de la data de perforación de todas las cuencas oceánicas.

Por segundo año, la OTC fue anfitriona de la Ronda "Rice Alliance" de Emprendedurismo, en la que 50 empresas emergentes se encontraron cara a cara con posibles inversores; esto dio a los asistentes al evento, la oportunidad de conocer más sobre esas empresas y permitir pensar en acuerdos e inversiones.

En referencia a La Nueva Ola, el programa de la OTC para los Jóvenes Profesionales, el acento estuvo en cómo los nuevos profesionales encarar los desafíos diarios, al tiempo que reconocen la creciente interconectividad de la industria global.

Al cierre, se convocó a los asistentes a regresar del 1 al 4 de mayo de 2017, siempre al NRG Park, cuando tendrá lugar la 49 edición de la OTC. Hasta Ahora, la mayor muestra del mundo acerca de la industria de los hidrocarburos.

## Los que vendrán

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



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

22 al 26 de agosto de 2016

Los conceptos de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente (SSOA) son valores superiores que han acompañado sistemáticamente al desarrollo de la industria petrolera. Los profundos cambios tecnológicos de los últimos años vinculados a la industria hidrocarburífera y las crecientes exigencias en materia de seguridad, salud ocupacional y ambiente plantean nuevos desafíos. Consciente de la importancia que el tema presenta, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas tiene el agrado de convocar a quienes están directa o indirectamente vinculados con la temática a participar en el 3° Congreso Latinoamericano y 5° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria de los Hidrocarburos, que está organizando a través de su Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, y que se llevará a cabo del 22 al 26 de agosto de 2016 en la ciudad de Buenos Aires. Los objetivos serán compartir estrategias y experiencias que logren la integración articulando las diversas disciplinas, para una gestión segura y sustentable; generar un ámbito de intercambio y construcción de conocimiento; aprovechar la presencia de especialistas nacionales e internacionales para realizar contactos y discutir problemas en el campo de protección del ambiente y la seguridad.

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

IAPG

## OIL&GAS PATAGONIA 2016

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

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

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

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

## 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos



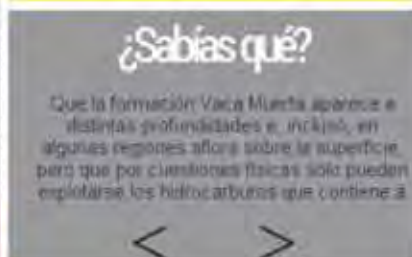
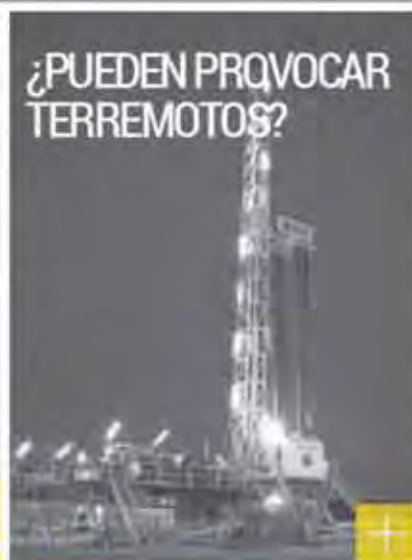
6TO. CONGRESO IAPG  
**Producción y Desarrollo de Reservas**  
HACIA UN DESARROLLO DE RECURSOS SUSTENTABLE

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

Bajo el lema "Hacia un desarrollo de recursos sustentable" y con la presentación de trabajos técnicos, mesas redondas y conferencias, el congreso abordará un amplio temario sobre ingeniería, operaciones en yacimientos, geociencias reservorios convencionales, operaciones en pozos, economía, ambiente, comunidades y capacitación. Más información: [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



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

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

# NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

## El CEO de Wintershall entre los empresarios que recibieron a Macri en Alemania

En su primera visita oficial a Alemania, el presidente argentino, Mauricio Macri, se reunió con la canciller Ángela Merkel y con el presidente de la República Federal, Joachim Gauck, así como con numerosos empresarios locales.

Entre estos últimos figuró Mario Mehren, presidente del Consejo Administrativo de Wintershall, en representación de la compañía de petróleo y gas natural que, con amplia actividad internacional, lleva 40 años operando en la Argentina (en la foto, detrás del ministro alemán de Asuntos Exteriores, Frank-Walter Steinmeier, quien se encuentra a la derecha de Mauricio Macri).

“El nuevo gobierno de Mauricio Macri está enviando señales positivas apostando por un rumbo favorable para las empresas”, dijo Mehren; “Actualmente, Alemania y Argentina están tendiendo nuevos puentes. Estamos orgullosos de ser una parte activa de esta contribución”, afirmó.

Wintershall Energía S.A. realiza sus operaciones en Neuquén, Mendoza y en *offshore*, frente de la costa de Tierra del Fuego; es el cuarto productor más grande de gas natural del

país, con participación en 15 yacimientos de petróleo y gas, una producción anual de 25 millones de barriles equivalentes de petróleo (boe) y numerosos proyectos en desarrollo de gas no convencional.

Según comentó Mehren en el marco de esta visita oficial, la actual apertura del mercado en la Argentina es una oportunidad para que Wintershall continúe posicionándose en una de las regiones de crecimiento más importantes de producción de petróleo y gas. “Disponemos de la tecnología que ofrece una investigación responsable, sobre todo en el ámbito no convencional”, aseguró.

## YPF y GE Power se asocian para una planta de generación de 260 MW

YPF y General Electric (GE) firmaron recientemente un acuerdo, con una inversión estimada en 170 millones de dólares, para la construcción de una planta de generación eléctrica ubicada en la localidad del Bracho, provincia de Tucumán. La nueva usina tendrá una potencia de 260 MW y estará conectada al Sistema Interconectado Nacional. Se estima que entrará en servicio a principios de 2018.







El acto tuvo lugar en las oficinas de YPF y contó con la participación de John Rice, Vicepresidente Global de GE; Alejandro Bottan, CEO de GE para el Cono Sur, Álvaro Anzola, Gerente General de GE Power Systems y Miguel Gutiérrez, Presidente de YPF.

Miguel Gutiérrez afirmó que “YPF y su gente tienen la capacidad para aportar soluciones innovadoras que permitan contribuir al logro del autoabastecimiento energético. Esta alianza con General Electric es una muestra de lo que podemos hacer. Avanzamos para convertirnos en una compañía de energía integral, que suma a su desarrollo de petróleo y gas, otros proyectos para acercarle energía a los argentinos”.

Con un diseño innovador y sustentable, la instalación garantizará altos niveles de eficiencia lo que permitirá reducir los costos del sistema y brindar mayor confiabilidad a la red eléctrica del NOA y producirá energía para más de 280.000 familias.

El componente más importante de la nueva unidad es la turbina GE F9.04 de última generación con tecnología “Dry Low Nox” que permite reducir significativamente las emisiones de gases al ambiente.

El acuerdo se enmarca en la licitación que el Gobierno nacional lanzó en mayo para aumentar la capacidad de generación eléctrica. La planta fue la más importante que se adjudicó en la licitación.

Esta alianza es un paso significativo hacia la puesta en marcha de otros proyectos de generación en forma conjunta que podrían concretarse a futuro.

---

## Las cámaras argentino-estadounidense, británica y canadiense recibieron al gobernador de Neuquén

La Cámara de Comercio de Estados Unidos en la Argentina, junto a la Cámara de Comercio Argentino-Británica (CCAB) y la Cámara de Comercio Argentino-Canadiense (CCAC) compartieron un desayuno de trabajo con el gobernador de Neuquén, Omar Gutiérrez; y parte de su equipo: Alejandro Nicola (Ministro de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales); Roberto Bruno (Ministro de Economía e Infraestructura) y Ricardo Esquivel (Subsecretario de Ambiente de la Provincia), en el que Gutiérrez presentó las oportunidades para el desarrollo de negocios e inversión en su provincia.

Julián Rooney, Presidente de la Cámara de Comercio Argentino-Británica, dio la bienvenida. “Nos encontramos

reunidos con un gobernador que está mirando el largo plazo, buscando inversiones generando reglas de juego claras. Esa es la esencia del mensaje que hoy viene a transmitirnos, y estamos esperanzados en escuchar y apoyar”, dijo.

Gutiérrez habló de “la potencialidad de Neuquén, una tierra de oportunidades” donde están dadas las condiciones para recibir nuevas inversiones que proteja el empleo actual y genere nuevos puestos de trabajo; entre otras cosas destacó el sostenimiento del precio de barril de crudo interno a USD 67,50; un nuevo precio del gas en boca de pozo a USD5,20 MBTU, a partir de este invierno y dependiendo del punto destino, lo que hace viable el desarrollo de nuevas inversiones para la actividad hidrocarburífera”.

Además de las palabras del Gobernador Gutiérrez, hubo un nutrido intercambio de preguntas y respuestas con los invitados presentes, respecto de obras de infraestructura y transporte, de las necesidades de recursos humanos y de regulación propia de la actividad energética así como de regulativa que favorezca la llegada y radicación de capitales para inversión.

Finalmente Nicolás Davies, líder del Grupo Energía de la Cámara de Comercio Argentino-Canadiense agradeció la presencia del gobernador y de parte de su equipo, y la predisposición para presentar los temas de interés para los socios de las tres cámaras. El desayuno se realizó como parte de las iniciativas del área de diálogo institucional de AmCham Argentina, la Cámara Británica y la Canadiense para generar conocimiento, acercar y enriquecer el intercambio entre el sector que representa y la gestión pública.

---

## GTM adquiere High Chem Specialties en México

GTM (GTM Holding, S.A.), importante distribuidor de químicos en América latina, anunció un acuerdo para la adquisición mayoritaria de acciones de la empresa High Chem Specialties en México. High Chem Specialties, distribuidor de especialidades químicas, sirve principalmente al mercado mexicano con una gama de servicios en sectores como artes gráficas, construcción, revestimientos, plásticos y adhesivos, entre otros. Se espera que la transacción sea concluida en el tercer trimestre del 2016, sujeta a aprobaciones regulatorias.

High Chem Specialties es una de las compañías más reconocidas en el negocio de distribución de especialidades químicas para la industria en México. En el 2015, la compañía generó ventas de aproximadamente US\$40 millones. Esta adquisición mejorará las capacidades de servicio de GTM en México y en el resto de América latina y está alineado con la estrategia de la compañía para ofrecer una línea completa de productos y servicios a sus clientes.

“Durante más de 20 años, nuestros dedicados empleados han trabajado para construir un negocio que representa un servicio de calidad en México”, dijo Eduardo Salinas, Presidente y Director General de High Chem Specialties. “Cuando vemos el futuro de nuestra compañía, es claro que GTM proveerá una plataforma que nos permitirá enfocarnos en el éxito de nuestros clientes, crear oportunidades de crecimiento para nuestros proveedores y empleados e implementar nuestros planes de expansión en otros mercados y sectores industriales”.

## Siemens invierte mil millones de euros para el desarrollo de startups

La compañía de ingeniería alemana Siemens anunció que durante los próximos cinco años realizará una inversión global de mil millones de euros para poner en marcha una nueva unidad startup, cuyo objetivo será desarrollar tecnologías disruptivas en los campos de la inteligencia artificial y la electrificación descentralizada.

El nombre de la unidad, "Next47", juega con el hecho de que Siemens fue fundada en 1847. "En 1847 Siemens fue una startup fundada en un galpón en Berlín", explicó Joe Kaeser, Presidente y CEO de Siemens AG y agregó: "Con Next47, creamos una base importante para el fomento de la innovación a medida que seguimos el desarrollo". La nueva unidad iniciará sus operaciones en octubre de este año, tendrá oficinas en Berkeley (Estados Unidos), Shanghai (China) y Munich (Alemania) y cubrirá todas las regiones del mundo desde esos lugares. Estará abierta a los empleados, nuevas empresas y empresas externas establecidas que quieran seguir ideas de negocio en los ámbitos estratégicos de innovación de la empresa.

## Encuesta Mundial CEOs 2016 de KPMG



La consultora KPMG International presentó la edición 2016 del Informe Perspectiva Global de los CEOs, de la que participaron unos 1.300 CEOs de compañías de 11 industrias y de 10 países, donde se revela que, si bien la mayoría de los CEOs espera que los próximos años presenten desafíos y se muestran optimistas de poder desempeñarse con éxito en un escenario de crecimiento económico moderado. El 72% de los altos ejecutivos consultados considera que los próximos tres años serán más críticos para sus respectivas industrias que los últimos 50 años, pero están convencidos acerca de las perspectivas de crecimiento de sus compañías. Además, 4 de cada 10 manifiestan que depositan sus expectativas en la posibilidad de transformar su modelo operativo de manera significativa en los próximos años, lo que representa un 12% más respecto de la encuesta del año pasado.

La edición 2016 del informe Perspectiva Global de los CEOs aporta una imagen clara respecto de sus expectativas con relación al crecimiento del negocio, los desafíos que enfrentan y sus estrategias para diagramar el éxito de la organización. Entre los principales resultados de la encuesta se encuentran los siguientes:

1. La gran mayoría de los CEOs confían en el crecimiento futuro de los próximos tres años. El 89% de ellos es optimista en cuanto al crecimiento de su propia compañía; el 86%, el de su país; el 85%, el de su industria; y el 80% el de la economía global.
2. Casi la mitad (48%) de los CEOs sostienen que el aumento de los ingresos anuales de sus compañías en los próximos tres años se encontrará entre el 2% y el 5%.

Los CEOs esperan que las principales fuentes de crecimiento provengan de nuevos productos (28%), nuevos clientes (26%), nuevos mercados (25%) y nuevos canales (22%).

### Preocupaciones y prioridades

El informe anual de KPMG International reveló que sus preocupaciones giran en torno a una serie de cuestiones críticas, muchas de las cuales, según lo manifestado por ellos, experimentan por primera vez en su vida profesional. Las preocupaciones más apremiantes son las siguientes:

- La lealtad de los clientes (un 88%).
- El impacto de la economía global en su compañía, cuando el crecimiento económico global es inferior al proyectado por ellos (un 88%).
- Falta de tiempo para pensar de manera estratégica en las fuerzas disruptivas y de la innovación, que definen el futuro de su compañía (un 86%).

El 65% de los CEOs se muestra preocupado porque los nuevos competidores están transformando sus modelos de negocios y más de la mitad (el 53%) cree que el modelo de negocios de su industria no se está transformando lo suficiente. "Estos CEOs entienden que sus organizaciones tienen que ser impulsoras de la innovación, y el momento de hacerlo es ahora o nunca", señala John Veihmeyer, Presidente de KPMG International. "A pesar de la incertidumbre geopolítica actual y de las fuerzas disruptivas sociales y de mercado, los CEOs que participaron de nuestra encuesta se enfocan en el crecimiento, fortaleciendo sus capacidades actuales y preparando sus negocios para un futuro muy diferente, a través de la transformación, los avances tecnológicos y talentos más especializados", agregó.

El nivel de preocupación por los nuevos y desconocidos desafíos resulta evidente a la luz de los cambios en los principales riesgos identificados por los CEOs. Por ejemplo, el cibernético ascendió al primer lugar en la encuesta de 2016, mientras que en 2015 no figuraba entre los cinco primeros. El 72% creen que su organización no está lo suficientemente preparada para un ciberataque, y expresó su preocupación sobre el nivel de desarrollo de análisis de los datos en su compañía, así como la capacidad para comunicarse con los clientes a través de canales digitales. Menos de un tercio (el 30%) se considera líder en el análisis de datos.

Según los CEOs encuestados entre las principales prioridades estratégicas para los próximos tres años se incluyen:

- Impulsar la innovación (el 21%).
- Tener un enfoque más sólido en el cliente (el 19%).



- Implementar tecnología disruptiva (el 18%).
- Desarrollar y/o gestionar los talentos (el 18%).
- Fortalecer las estrategias de marketing y posicionamiento de marca y las comunicaciones (el 17%).

Si bien la innovación se ubica entre las prioridades dentro de sus organizaciones y cerca de 8 de cada 10 (un 77%) señalan que es preciso incluir la innovación dentro de su estrategia con objetivos claros, menos de la cuarta parte de los CEOs (un 23%) indica que la innovación ocupa el primer lugar en su agenda personal.

### Transformación, tecnología y talentos

A la luz del cambiante entorno de negocios, casi la mitad de los CEOs (41%) afirma que en los próximos tres años es posible que su compañía se transforme en una entidad significativamente distinta. Esa cifra se incrementó notablemente desde la encuesta de 2015, en la que el 29% opinó lo mismo.

En línea con las expectativas de crecimiento económico y de los ingresos, cada vez más los CEOs planean aumentar sus talentos. El 96% prevé hacer crecer su dotación en los próximos tres años, un 78% más respecto de la última encuesta. Una considerable mayoría (el 61%) planea realizar contrataciones dentro de los 12 meses. Sin embargo, la mayoría de los encuestados señalaron que ha comenzado a aparecer algunas carencias de las habilidades necesarias, y el 50% expresó que esto se presenta en funciones clave del negocio.

La tecnología también ha ocupado un lugar preeminente en los planes de transformación de los CEOs indicando que constituiría el segundo factor que más contribuye al crecimiento de la compañía, luego del económico y por encima de las condiciones locales. Los CEOs señalaron la tecnología como algo clave para alcanzar y acelerar su progreso; y el 18% manifestó que implementar tecnologías disruptivas será prioridad. Los CEOs informaron que destinarán inversiones significativas en tecnología; el 25% planea incrementar sus capacidades de análisis de datos y el 22% inversiones en soluciones de ciberseguridad. Los riesgos relacionados con la tecnología también se encuentran entre las prioridades como ciberseguridad (30%) y riesgo tecnológico emergente (26%).

Para más información sobre el informe: [kpmg.com/CEOoutlook](http://kpmg.com/CEOoutlook)

## IoT 2020: Schneider Electric presenta sus predicciones

Schneider Electric, especialista global en gestión de la energía y automatización, presentó el "IoT 2020 Business Report" (Reporte de negocios sobre IoT -Internet of Things o "Internet de las cosas"- para 2020), en el que subraya las predicciones de la compañía en algunos temas; por ejemplo, cómo las grandes empresas apalancarán el Internet de las Cosas como una herramienta seria para los negocios en 2020.

Basado en una reciente encuesta global sobre IoT en 3.000 líderes de negocios en 12 países, sumados a la experiencia de Schneider Electric con soluciones de IoT, así como información adicional de clientes y aliados de negocios, las predicciones exponen el valor inmediato tanto para el sector público como el privado. Según el trabajo, las siguientes pre-



diciones sirven de guía para lo que los líderes de los negocios pueden esperar mientras evoluciona el mercado:

1. La nueva ola de transformación digital. IoT disparará la nueva ola de la transformación digital al unificar los mundos del OT (Tecnologías operacionales) y las de TI (Tecnologías Informáticas) mientras sirve de combustible para una fuerza de trabajo cada vez más digitalizada y móvil. Entre más compañías expandan y profundicen sus programas de digitalización por toda la empresa, IoT tomará cada vez más un puesto de protagonismo. Esta nueva ola de transformación se logrará a través de sensores 'conectados' más baratos, control e inteligencia embebida, redes de comunicaciones más rápidas y más ubicuas, infraestructura para la nube y capacidades analíticas avanzadas.
2. Datos más profundos. IoT convertirá datos que no se podían usar en información de valor que permitirá a las empresas a llevar la experiencia del usuario a un nuevo nivel. Al pensar sobre la proposición de valor del IoT, muchos de los negocios apuntan hacia la eficiencia y el ahorro de costos como benéficos claves. Aunque el acceso a los datos, incluso los que no se podían aprovechar, y la posibilidad de traducirlos como información accionable, la marca del IoT, podrá traer una mayor transformación en el servicio al cliente y nuevas oportunidades para formar lealtad a la marca o al servicio y satisfacción.
3. Confianza en la promesa de la nube. El IoT promoverá una forma de interactuar abierta, interoperable e híbrida, e impulsará la colaboración entre el gobierno y la industria sobre estándares de arquitectura globales que se enfocan en las preocupaciones de ciberseguridad: mientras las soluciones de IoT basadas en la nube crecen en popularidad, ninguna arquitectura de computación aislada monopolizará su entrega. En su lugar IoT se expandirá entre los sistemas tanto en las instalaciones como fuera de ellas, como parte de las ofertas de nubes públicas o privadas. Al darle disponibilidad a IoT a través de ambientes de computación heterogéneos, esto ayudará a los usuarios

finales a adoptar soluciones de IoT en la forma que suplen sus necesidades de seguridad y misión crítica mientras le ofrecen también a las entidades con infraestructuras de tecnología más antigua un terreno para que avancen de forma lógica y manejable, permitiendo que se transformen con el paso del tiempo.

4. Innovaciones que harán avanzar dramáticamente la infraestructura existente. IoT funcionará como fuente de innovación, como un modelo disruptivo para los negocios y de crecimiento económico para los gobiernos y las economías emergentes: tal como la revolución industrial, el nacimiento de Internet y la revolución móvil han dirigido el avance, la innovación y la prosperidad, igual lo hará IoT. Las ciudades y los negocios por igual, ofrecerán nuevos servicios basados en esta tendencia, nuevos modelos de negocios surgirán y, en particular, las economías emergentes tendrán una oportunidad significativa para apalancarse de forma rápida sin el drama de la infraestructura legada, saltándose con ventaja los viejos modelos. De hecho, McKinsey predice que el 40% del mercado mundial de soluciones de IoT será generada por países en desarrollo.
5. Un mejor planeta. Las soluciones de IoT serán apalancadas para enfrentar los más importantes asuntos de la sociedad y el planeta IoT ayudará a las naciones y sus economías a responder los más grandes desafíos que enfrenta nuestro planeta, incluyendo el calentamiento global, la escasez de agua y la polución. De hecho, los entrevistados identificaron a la utilización mejorada de los recursos como el beneficio número uno para la sociedad como un todo. En concierto con el sector privado, los gobiernos nacionales y locales podrán acoger el IoT para acelerar y optimizar las iniciativas actuales con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con los avances del acuerdo sobre cambio climático del COP21, en el que 196 países se comprometieron a mantener el calentamiento global bajo el umbral de los dos grados centígrados.

### Los principales descubrimientos que el estudio reveló

Un 65% de los negocios es optimista frente a las oportunidades que presenta el IoT este año, que incluyen:

- Una experiencia de cliente mejorada: un 63% de las organizaciones planean usar el IoT para analizar el comportamiento de los clientes en 2016, con una re-

solución de problemas más rápido, mejores servicios al cliente y clasificación de la satisfacción del cliente entre los cinco potenciales beneficios de negocios.

- Ahorro de costos en automatización: la automatización de edificios y de la industria representa el más alto potencial en ahorros de costos anuales (el 63% y el 62%, respectivamente). Los resultados mostrados por las tecnologías de automatización serán el futuro del IoT, con cerca de la mitad (un 42%) de los encuestados indicando que planean implementar sistemas de automatización de edificios basados en IoT en los próximos dos años.
- La movilidad dirige el valor de IoT: dos de cada tres organizaciones (67%) planea implementar Internet de las cosas a través de aplicaciones móviles en 2016. Además, un tercio de los encuestados (32%) planean arrancar a usar IoT en aplicaciones móviles en poco menos de seis meses, citando potenciales ahorros de costos de hasta 59% como el mayor conductor en la implementación.
- El 81% de los que responden sienten que el conocimiento recolectado de los datos o de la información generada por IoT se comparte efectivamente a través de la organización.
- El 41% de los encuestados anticiparon que las amenazas de ciberseguridad relacionadas con el IoT serán un desafío crítico para sus negocios.

Para obtener el informe completo IoT 2020 ingresen a <http://www.schneider-electric.com/b2b/en/campaign/internet-of-things/world-forum.jsp>

## Jornada de donación, por AXION energy

Con una importante convocatoria, finalizó la jornada de donación voluntaria de sangre realizada por AXION energy. Esta acción se desarrolló en colaboración con el Instituto de Hemoterapia de la Provincia de Buenos Aires y el Hospital San José de Campana.



### 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](mailto:bue-ventas@ibcinc.com.ar) // web: [www.ibcinc.com.ar](http://www.ibcinc.com.ar)



Bajo el lema “Donas sangre. Donas vida”, AXION energy promueve la concientización acerca de la importancia de ser donadores periódicos, entendiendo el compromiso de la donación como una forma de asistir a quienes tienen familiares con esta necesidad en instituciones sanitarias.

Desde su implementación en 1999, ya han participado 7.700 donantes.

Los equipos profesionales del Instituto y el Hospital dispusieron de los elementos pertinentes para desarrollar la acción y realizar las extracciones a los voluntarios que se acercaron al Club Ciudad de Campana. Luego, los donantes disfrutaron de un desayuno y recibieron un obsequio como recordatorio de la jornada.

AXION energy lleva a cabo esta campaña con el objetivo de abastecer a los bancos de sangre de ambas instituciones médicas. Asimismo, busca comprometer y concientizar, tanto a sus propios colaboradores de la compañía como a la comunidad en general acerca de la importancia de donar sangre. AXION energy gestiona programas orientados al progreso de las comunidades en donde opera. En particular, esta iniciativa es muy importante para la compañía, porque hace más de quince años le permite encontrarse con los vecinos y acercar una asistencia concreta a quienes lo necesitan.

---

## Jornada de Andima, por el “Ahorro, la Eficiencia Energética y la Construcción Sustentable”



Con gran éxito se realizó el Congreso convocado por ANDIMA, Asociación Nacional de Industrias de Materiales Aislantes, que reunió alrededor de 400 participantes. La Jornada, denominada “Ahorro y eficiencia energética para una Construcción Sustentable”, estuvo centrada en dos ejes temáticos: Eficiencia Energética y Aislación Térmica, además de Etiquetado Energético.

El objetivo de ANDIMA es continuar con el estímulo a proyectos que permitan el contacto y la interacción con los profesionales de la industria, estudiantes, empresas, emprendedores, ONG's de la construcción y del sector gubernamental, para trabajar en conjunto en la aplicación de técnicas y materiales aislantes eficientes que hagan posible el desarrollo y el crecimiento de la construcción sobre bases sustentables.

Un importante grupo de expositores, integrado por

Aleandra Scafati; el Director Nacional de Desarrollo Urbano de la Secretaría de Vivienda, el Arq. Pablo Güiraldes; Cristián del Canto, de la Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética; el Arq. Federico Gracia Zúñiga; el Ing. Alberto Coloma Campal; el Arq. Tomás Bernacchia, del INTI y el Arq. Gervasio Ruiz de Gopegui, expusieron temas vinculados con la Sustentabilidad, el diseño envolvente de edificios; los muros compuestos; la eficiencia energética y los sistemas de clasificación energética en edificios y los nuevos desafíos en el mercado inmobiliario.

La actividad incluyó una Exposición de los Consultores Técnicos de ANDIMA y CAVIPLAN, el Ing. Alberto Englebert, el Arq. César Aquilano y el Arq. Pablo Azcueta, que hablaron acerca de ventajas y los beneficios de un adecuado diseño de la envolvente edilicia. Posteriormente se realizó un “coloquio sustentable”, a cargo del Ing. Alberto Coloma y el Arq. Federico García Zúñiga junto con el Ing. Englebert y el Arq. Azqueta.-

La Jornada culminó con las palabras del Ministro de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Rabino Sergio Bergman, que se refirió al compromiso que asume el Estado Argentino en el apoyo a los métodos de construcción sustentables. “Los sistemas constructivos tienen que cambiar”, dijo “esto ofrece una oportunidad para avanzar en la aplicación de nuevos métodos que favorezcan el hábitat y mejoren el acceso al techo en condiciones que respeten el medio ambiente”.

---

## El CAI anuncia la 17° edición del premio Pre-Ingeniería

El Centro Argentino de Ingenieros (CAI) anuncia que se encuentra abierta la inscripción para la presentación de trabajos para postulantes a la 17° edición del Premio Pre-Ingeniería.

Como en las ediciones anteriores, se recibirán trabajos de investigación y de desarrollo en el ámbito técnico producidos por alumnos de los últimos años de las universidades del país respaldados por cátedras o grupos de investigación. Algunos ejemplos de trabajos que se admiten son proyectos finales de carrera (tesinas), proyectos de cátedra, trabajos de investigación o desarrollo experimental y proyectos tecnológicos destinados a empresas industriales o de servicios.

En sus 17 años de historia han sido galardonados con los primeros premios y menciones especiales 102 estudiantes de 25 universidades a lo largo y lo ancho del país. La versatilidad de los distintos trabajos, muestran que la formación universitaria orientada a la investigación aplicada da patrones semejantes de calidad en los centros de estudios terciarios en todo el territorio nacional.

El objetivo es estimular a estudiantes interesados en la problemática de la ingeniería y la tecnología, a través del desarrollo de la innovación. Los trabajos premiados serán presentados por sus autores en un coloquio especial que se llevará a cabo en la sede del CAI.

La organización general del evento estará a cargo del Presidente y del Secretario de la Comisión de Premios y Becas del Centro, el Ing. Nicolás Gallo y el Ing. Pablo Rego, respectivamente.

Para acceder a las bases y condiciones ingresen a <http://www.cai.org.ar/index.php/actividades/premios/pre-ingenieria>

## Enarsa: cronograma de arribo de los barcos de GNL

De acuerdo con los resultados arrojados por las licitaciones implementadas con el objetivo de realizar la importación de Gas Natural Licuado (GNL), se detalla a continuación, el listado de los barcos transportadores de GNL que estarán arribando a los Puertos de Bahía Blanca y de Escobar, en la provincia de Buenos Aires, hasta el 25 de agosto de 2016.

IMPORTACIÓN GNL ESCOBAR 2016

FECHA DE ARRIBO	EMPRESA	BUQUE	ORIGEN	PRECIO (USD/mmbtu)	VOLUMEN (1.000m3)
16-01	GNA	Arco Spirit	Trinidad y Tobago	6,74	48.421
23-01	GNA	Castro Krusen	Trinidad y Tobago	6,74	48.200
29-01	GNA	Isabella Krusen	Trinidad y Tobago	6,80	53.761
19-02	GNA	Seethu Maru	Trinidad y Tobago	5,80	54.324
25-02	GNA	Galileo Spirit	Trinidad y Tobago	5,80	52.771
09-03	GNA	Isabella Krusen	Trinidad y Tobago	6,60	53.794
09-03	GNA	Castro Krusen	Trinidad y Tobago	6,60	51.806
10-04	GNA	Isabella Krusen	Trinidad y Tobago	5,80	53.074
03-04	GNA	Gaming Serenaga	Trinidad y Tobago	6,60	52.529
21-04	GNA	Seethu Maru	Trinidad y Tobago	6,20	51.267
20-04	Trifluga	Express	Noruega	6,01	34.943
06-05	Trifluga	Galathea	Qatar	4,79	35.443
10-05	GNA	Catalunya Spirit	Trinidad y Tobago	6,20	50.289
15-05	Trifluga	Galathea	Qatar	4,79	37.830
20-05	Perdreas	Excelsior	Nigeria - T&T	4,59	30.829
29-05	GNA	Gaming Serenaga	Trinidad y Tobago	6,20	53.156
29-05	Perdreas	Excelsior	Nigeria - T&T	4,59	30.888
04-06	Perdreas	Seethu Maru	Trinidad y Tobago	4,59	49.380
07-06	Trifluga	Galathea	Australia - T&T	5,40	34.193
10-06	GNA	Castro Krusen	Trinidad y Tobago	4,74	34.189
14-06	Trifluga	TBN	TBC	6,40	34.183
17-06	GNA	Isabella Krusen	Trinidad y Tobago	5,83	34.183
23-06	GNA	Gaming Serenaga	Trinidad y Tobago	4,74	34.183
25-06	Gazprom	TBN	TBC	4,83	34.183
03-07	Trifluga	TBN	TBC	5,75	34.183
07-07	Trifluga	TBN	TBC	4,89	34.183
11-07	Shell	TBN	TBC	5,36	34.183
14-07	Trifluga	TBN	TBC	5,89	34.183
19-07	GNA	TBN	TBC	5,75	34.183
22-07	GNA	TBN	TBC	6,15	34.183
26-07	Gazprom	TBN	TBC	5,81	34.183
01-08	GNA	TBN	TBC	6,02	34.183
06-08	Trifluga	TBN	TBC	6,23	34.183
10-08	Shell	TBN	TBC	5,36	34.183
14-08	Trifluga	TBN	TBC	6,23	34.183
18-08	GNA	TBN	TBC	6,11	34.183
21-08	GNA	TBN	TBC	4,89	34.183
25-08	Gazprom	TBN	TBC	5,73	34.183
Total anual				5,425	2.520.933

IMPORTACIÓN GNL BAHÍA BLANCA 2016

FECHA DE ARRIBO	EMPRESA	BUQUE	ORIGEN	PRECIO (USD/mmbtu)	VOLUMEN (1.000m3)
10-01	BP	British Emerald	Nigeria	12,5027	86.680
09-03	BP	Excelsior	Qatar	3,84	79.346
29-04	BP	Excelsior	Gambia Ecuatorial	4,88	75.528
02-05	Shell	Arcis Dodekavros	Noruega	4,50	86.195
07-05	Gazprom	Stena Color Sky	USA	4,57	84.543
13-05	Trifluga	Gaming Salem	USA	4,27	87.616
19-05	BP	British Emerald	Trinidad y Tobago	4,95	87.230
24-05	Koch	Coal Express	Australia	8,83	87.196
02-06	BP	British Ruby	Nigeria	4,26	85.738
06-06	Trifluga	Volturno	Italia	4,28	83.999
13-06	Gazprom	Wahiy Newgold	Qatar	4,29	83.999
20-06	Trifluga	TBN	TBC	4,18	83.999
25-06	BP	Coalmine River	TBC	4,71	83.999
03-07	Shell	TBN	TBC	4,80	83.999
08-07	Vitol	TBN	TBC	4,23	83.999
14-07	Shell	TBN	TBC	4,72	83.999
19-07	Gazprom	TBN	TBC	4,36	83.999
26-07	Shell	TBN	TBC	4,88	83.999
09-08	Vitol	TBN	TBC	4,83	83.999
07-08	Vitol	TBN	TBC	4,32	83.999
19-08	Gazprom	TBN	TBC	4,38	83.999
Total anual				4,329	1.760.584

El GNL que se descarga de los barcos en estas terminales en estado líquido es regasificado en un buque que hace las veces de planta gasificadora, para luego ser inyectado a la red de distribución que llega hasta los hogares e industrias para su consumo.

Toda esta operatoria requiere de una compleja estrategia logística que es, en parte, lo que se ve reflejado en el cuadro

correspondiente a la última licitación de importación de GNL. Dicho cuadro detalla el día de llegada del barco, el nombre y la empresa a la cual pertenece, el país de procedencia, el precio en mmbtu y el volumen de carga del GNL transportado.

Contar con esta información hasta agosto le permite a las plantas regasificadoras organizar su operatoria a fin de poder planificar estratégicamente la provisión durante los meses más fríos del año, y por ende, los de mayor demanda de gas por parte de la población.

## AXION Energy: visita de la gobernadora de la provincia de Buenos Aires

La gobernadora de la provincia de Buenos Aires, María Eugenia Vidal, visitó recientemente la refinería de AXION energy en la ciudad de Campana. Acompañaron a la gobernadora el intendente de Campana, Sebastián Abella; y Fabián Perechodnik, Secretario General de la gobernación. Por su parte, Adrián Suarez, CEO de AXION Energy; y Juan Martín Bulgheroni, de PAE, fueron anfitriones del encuentro.

AXION energy realiza el proyecto de ampliación de la refinería habiendo incrementado ya su producción de combustibles en más de un 20%, previéndose que al final del proyecto la producción de naftas y gasoil aumentará entre un 50% y un 60%. Para ello se llevan invertidos y comprometidos U\$600 millones de los U\$1500 millones destinados al proyecto.



La obra representa una inversión de U\$1500 millones, de los cuales ya se llevan invertidos y comprometidos U\$600 millones. Asimismo constituye una importante fuente de empleo para la comunidad de Campana y su zona de influencia, dado que ya se encuentran trabajando 400 contratistas y se estima que en el pico de la obra totalizarán 2000. Actualmente AXION energy emplea en forma directa e indirecta a 15.000 personas y para el final de la obra se habrán creado 3000 nuevos empleos, con un total de 18.000 nuevos empleos entre directos e indirectos.

La gobernadora de la provincia de Buenos Aires recorrió la refinería y se acercó a los empleados para interiorizarse sobre los avances de las obras de ampliación. Al finalizar el encuentro, María Eugenia Vidal visitó a los niños del hogar "Nuestra Señora de Lourdes", entidad apadrinada por AXION energy.



## Bosch: innovaciones para la industria extractiva argentina

Bosch, protagonista del sector minero a nivel internacional, contará con su línea completa de productos y novedades orientadas a los profesionales y yacimientos mineros en la feria más importante del sector en el país: La exposición Internacional “San Juan: Factor de Desarrollo de la Minería Argentina”, que en 2016 celebra su sexta edición.

En un ámbito de intercambio entre especialistas donde se presentan diversas soluciones en maquinarias, equipos e insumos, Bosch, como referente en investigación y desarrollo, se diferenciará mostrando su gama de servicios y productos que marcarán la nueva línea de innovación en el sector.

Guía de novedades Bosch para la industria minera en 2016:

- Herramientas y accesorios: en ambientes de trabajo extremos, la línea de herramientas eléctricas para profesionales asegura mejores resultados al proporcionar seguridad, velocidad y robustez. Las líneas de precisas herramientas de medición y accesorios tienen diversidad de aplicaciones y completan el abanico de productos.
- Tecnología automotriz: la división Automotive Aftermarket ofrecerá productos destinados a flotas y maquinaria de la industria minera, gracias a su larga tradición en sistemas y asistencia mecánica para todo tipo de vehículos.
- Termotecnología: las soluciones térmicas a medida de Bosch colaboran con el cuidado del medio ambiente y también con la eficiencia de las operaciones de calderas. Este tipo de tecnología es especialmente útil para los procesos de calentamiento de agua o generación de vapor en la industria minera.
- Sistemas de seguridad: un sistema versátil y a medida de las necesidades de la industria con video vigilancia, líneas de comunicación, control de acceso, sonorización profesional, alarma de intrusión, detección de incendio y plataformas de integración.
- Tecnología de controles de movimientos: grandes proyectos de minería pueden proveerse de soluciones que ofrece Bosch Rexroth, como el desarrollo de tecnología para controlar el accionar, la potencia y el control de los movimientos. Esta solución garantiza el desempeño y la productividad en todos los sectores de aplicación.

La VI exposición internacional “San Juan: Factor de Desarrollo de la Minería Argentina” tendrá lugar del 8 al 10 de junio, en Rivadavia, ciudad de San Juan, en una provincia líder del desarrollo minero argentino.

## Schneider Electric: nuevo director de IT

Schneider Electric anunció el nombramiento de Sebastián Brunno como Director de la Unidad de Negocios de IT de la compañía para Argentina, Paraguay y Uruguay. Con este nombramiento, Schneider Electric refuerza su estructura local a fin de aumentar la exposición de la compañía, reforzar las sinergias entre las unidades de negocios y contribuir al crecimiento local de la marca y sus soluciones.

Sebastián Brunno reportará a José Luis Valdellora, Presidente de Schneider Electric para Argentina, Paraguay y



Uruguay, y será responsable de liderar los equipos de marketing y ventas de la compañía dentro de la unidad de negocio de IT Business.

“Estoy muy entusiasmado de tomar el desafío en un momento tan interesante para Schneider Electric y para nuestra industria, siendo nuestra principal ambición mantener el liderazgo de la marca en el área de Datacenters en la región”, explicó Brunno. “Existe un enorme potencial, ya que contamos con la más extensa y atractiva propuesta a clientes que demandan tecnología de punta y soluciones fáciles de utilizar en el área de infraestructura”, concluyó.

Sebastián Brunno es ingeniero electrónico de la Universidad Nacional de Rosario con especialización en el área de Negocios. El directivo cuenta con más de 18 años de experiencia en espacios de negocios, como Distribución Eléctrica y Automatización. Gracias a los distintos cargos en que se ha desempeñado a lo largo de su trayectoria profesional, atesora un gran conocimiento del mercado local y regional.

## Acuerdo estratégico de Y-TEC para desarrollar litio

Y-TEC firmó recientemente un Memorando de Entendimiento (MOU) con el grupo italiano FAAM Energy Saving Battery, que permitirá dar un paso más en la instalación de la primera planta de producción de celdas de ion litio de la Argentina.

El MOU fue rubricado en la Casa Rosada por el gerente general de Y-TEC, Santiago Sacerdote, y el presidente de FAAM, Federico Vitali. El acuerdo fue parte de los resultados alcanzados por una misión empresarial del gobierno italiano que se está desarrollando en el país.



Por medio de este acuerdo, Y-TEC y el grupo FAAM, líder de la industria italiana en la fabricación de baterías, impulsarán la transferencia tecnológica para la instalación de la futura planta de celdas y promoverán la investigación conjunta de materiales activos, electrodos y equipamiento específico. Además, propiciarán la cooperación técnica entre centros de investigación italianos y argentinos.

La generación de conocimiento clave compartido permitirá integrar en el país toda la cadena de valor en el sector y avanzar con la concreción del proyecto.

“Esta alianza nos permite avanzar en la producción local de sistemas esenciales para el desarrollo de las energías renovables”, destacó Sacerdote. Y agregó: “El trabajo en conjunto con el grupo FAAM nos permitirá acelerar el perfeccionamiento de las tecnologías que estamos impulsando”.

Y-TEC tiene como objetivo estratégico agregarle valor a la producción de litio, cuyas reservas en la Argentina están entre las principales del mundo.

## Natura compra 70.000 bonos de carbono del Parque Eólico Rawson de Genneia



Natura Cosméticos anunció la adquisición de setenta mil bonos del mercado voluntario de carbono correspondientes al Parque Eólico Rawson de Genneia, el mayor de la Argentina. La operación, cerrada en más de 4 millones de pesos, le permite a Natura certificar una reducción de setenta mil toneladas de CO<sub>2</sub> y compensar así las emisiones generadas en el país en el período 2013-2016, como parte de su programa de carbono neutro lanzado en 2007.

El anuncio cobra especial relevancia al ser no solo la mayor operación de compraventa de bonos de carbono entre empresas privadas en el país, sino también el primer proyecto argentino de energía eólica registrado y comercializado en el mercado voluntario de bonos. Las reducciones fueron certificadas a través del standard VCS (Verified Carbon Standard), el principal mercado voluntario de bonos de carbono a nivel mundial.

Es la primera inversión de este tipo de Natura en el país, que hasta el momento había apoyado 23 proyectos energéticos y forestales de bonos de carbono en la región Panamazónica; principalmente en Brasil, y también en Colombia y Perú. Bajo el programa Carbono Neutro, la empresa asumió el desafío de medir los impactos de toda su cadena de producción y promover una reducción continua de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) con compromisos públicos.

Las emisiones que no pueden ser evitadas se neutralizan apoyando proyectos de compensación que tengan, además, un fuerte perfil innovador e impacto positivo para las comunidades locales, como fue el caso de la comunidad aborigen de Rondônia (Brasil), el primer programa indígena en vender bonos de carbono en el nivel mundial en 2013. “Cuando comenzamos a evaluar proyectos locales para neutralizar nuestras emisiones en el país, el Parque Eólico Rawson representó la mejor opción porque nos permitía no solo apoyar un sector clave para el desarrollo sustentable del país, sino acompañar a Genneia en esta primera certificación que puede abrir un nuevo campo de inversiones”, afirmó Diego de Leone, Gerente General de Natura Argentina.

Para Genneia, compañía líder en operación y desarrollo de energía eólica del país fue solo el primer paso, ya que hoy dispone de capacidad para incorporar al menos 180.000 nuevos certificados de reducción de emisiones por año. “Estamos orgullosos de ser la primera compañía energética en la Argentina que logra comercializar bonos. También, que Natura haya sido la primera empresa con la que logramos este intercambio. Trataremos de seguir consolidando el desarrollo de este negocio”, afirmó Walter Lanosa, Gerente General de Genneia.



### Profesionales & consultores

**VYP**  
CONSULTORES S.A.

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

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

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

**GiGa**  
Consulting

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

**Alejandro Gagliano**  
agagliano@gigaconsulting.com.ar

**Hugo Giampaoli**  
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

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

### Promocione sus actividades en *Petrotecnica*

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@petrotecnica.com.ar](mailto:publicidad@petrotecnica.com.ar)



## YPF renueva sus tiendas Full

YPF inauguró la primera tienda Full con un concepto sustentable, tecnológico y saludable para brindarles una nueva experiencia a todos sus clientes.

La presentación tuvo lugar en la estación de servicio YPF Melo, ubicada en la ciudad de Vicente López, y contó con la participación de referentes del sector, funcionarios municipales y autoridades de la empresa.

Con esta inauguración, la compañía pone en marcha un proceso de renovación de imagen que aplicará durante los próximos meses en sus más de 500 tiendas Full.

Durante la inauguración, Enrique Levallois, gerente ejecutivo de Retail de YPF, afirmó: “Es un orgullo y un desafío presentar este nuevo concepto de tiendas Full a un mercado con clientes cada vez más exigentes. El Retail es un negocio dinámico y competitivo, lo que nos exige innovar y superarnos día a día”.

Además, destacó que “con este desarrollo, YPF está ratificando su liderazgo y renovando la promesa a todos sus clientes: que vivan una experiencia muy positiva en nuestras estaciones”.

Por su diseño vanguardista, el nuevo Full brinda un espacio atractivo para el encuentro, el estudio, el trabajo o simplemente para el descanso. Para esto incorpora lugares para la lectura, conexión Wi-Fi de alta velocidad, y terminales en todas sus mesas para cargar diversos dispositivos electrónicos, como celulares, notebooks y tablets, entre otros.

Asimismo, las nuevas tiendas refuerzan el concepto de sustentabilidad al sumar cestos específicos para la separación de residuos; la utilización de materiales ecológicos



para los vasos y servilletas como el poli-papel; y bolsas reutilizables marca Full.

Otra de las novedades se focaliza en la opción de alimentos saludables que ofrecerá las nuevas tiendas. Los clientes encontrarán, en las nuevas góndolas, frutas, ensaladas, jugos naturales, entre otros. Paralelamente en el área de Boxes, se brindará un servicio técnico exclusivo para bicicletas.

## Nuevos films para ventanas de 3M que ahorran energía

3M, compañía global basada en la ciencia aplicada a la vida, anunció el lanzamiento de sus nuevos films para ventanas “3M Thinsulate”, que mantienen el calor y brindan un mayor confort en espacios cerrados durante épocas de frío.

Gracias a la tecnología Thinsulate, desarrollada por la empresa, las nuevas láminas ayudan a reflejar y conservar el calor solar en el interior de una habitación, mejorando el bienestar de las personas mediante la reducción de las corrientes de aire y la climatización del ambiente. Su alta transmisión de luz proporciona un aspecto neutro, que no cambia la apariencia de un hogar o edificio.



Además, 3M Thinsulate no solo colabora en la reducción de costos de energía, ya que disminuye el consumo de estufas y splits frío/calor, sino que también ofrece los beneficios tradicionales de los films de control solar de 3M, rechazando el calor y bloqueando los rayos UV del sol.

## 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)

“Hace 50 años, los films para ventanas demostraban su capacidad en aplicaciones residenciales y comerciales y la tecnología Thinsulate era utilizada únicamente para aislar camperas, guantes y frazadas. Hoy en día, gracias a la innovación de la compañía, esta tecnología está siendo aplicada en los films para ventanas, brindando un clima agradable en casas y edificios”, comentó Bill Pettit, Manager Global de Marketing de la división de Energías Renovables. “A lo largo del año, las nuevas láminas posibilitan un gran ahorro de energía, generando beneficios cada vez más contundentes en todos los climas”.

Los avances de los materiales 3M que son utilizados en energía solar fotovoltaica y turbinas eólicas están reduciendo el coste por vatio y mejorando la escalabilidad y fiabilidad. Las láminas para ventanas 3M ayudan a controlar el calor y los rayos UV del sol, favoreciendo la prolongación de vehículos más fríos y confortables y beneficiando el ahorro de energía en distintas edificaciones. Asimismo, proporcionan mayor seguridad y protección ante eventos como robos y presiones externas a gran escala.

## Seguridad de tanques industriales, por Bruno Schillig

Luego de tres años de investigación y desarrollo, y con una inversión de un millón de dólares, Bruno Schillig, empresa dedicada a la fabricación de sensores de nivel y caudal, lanza al mercado Tank Safety Monitor (TSM), un sistema prevención de derrames para tanques industriales de petróleo, aceites y combustibles.

El lanzamiento oficial se realizó en ILTA-International Liquid Terminals Association, la mayor exposición a nivel mundial de la industria que se realiza anualmente en Houston y a la que asisten los principales referentes del sector.

Bruno Schillig tiene actualmente el 80% del mercado argentino con sus alarmas de nivel y con este nuevo lanzamiento busca llegar al mercado latinoamericano. “Recientemente hemos duplicado nuestra fuerza de ventas sumando 10 ingenieros para atacar las 1.000 terminales de Latinoamérica”, comenta Tennyson Reed, CEO de Bruno Schillig y agrega: “Nuestro objetivo es conquistar el 30% del mercado latinoamericano en los próximos cinco años con este desarrollo 100% argentino”.

El nuevo sistema para la prevención de derrames presentado por la empresa argentina fue una de las novedades más relevantes en la exposición en Houston, y lo confirma el reclutamiento de distribuidores para Chile, Brasil, México, Perú, Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tobago, y Guatemala, según asegura el ejecutivo de la firma.

Fabricado íntegramente en su planta instalada en el Gran Buenos Aires, el sistema TSM, que integra tecnología cloud, permite monitorear el equipo desde cualquier lugar: un celular, una tablet o incluso un reloj inteligente, además de poder hacerlo desde la sala de control.

“El mayor desafío consistió en lanzar al mercado una solución de última generación que cumple con los más altos requerimientos mundiales, al mismo precio de un sensor de nivel estándar”, concluye Tennyson Reed, CEO de la compañía.

## Tecnópolis Federal Salta: ciencia, tecnología e innovación

“Tecnópolis Federal nos permite potenciar el esfuerzo hecho por la gestión anterior de poner en marcha un proyecto de gran valor para acercar la ciencia y la tecnología, que se reafirma con la continuidad del ministro de Ciencia, Dr. Barañao, que fue clave en este proceso”, afirmó recientemente la vicepresidente de la Nación, Gabriela Michetti, tras inaugurar la nueva edición de la muestra de ciencia, arte y tecnología, que sale por primera vez de Buenos Aires.

La apertura contó con la participación del ministro del Sistema Federal de Medios y Contenidos Públicos, Hernán Lombardi, el ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Lino Barañao, y el gobernador de Salta, Juan Manuel Urtubey.



“Pudimos concretar un sueño: llevar Tecnópolis al interior del país”, afirmó Lombardi, quien destacó el esfuerzo conjunto entre el gobierno nacional y provincial. “Estamos orgullosos de poder despertar nuevas vocaciones y sentimos que de esta forma la ciencia y la tecnología se unen con el arte y la cultura”, agregó.

Por su parte, Barañao destacó la llegada de Tecnópolis a las provincias: “Esta muestra permite que los jóvenes salteños puedan transmitir a otros el entusiasmo por la ciencia, para fortalecer así el esfuerzo por despertar vocaciones científicas en su propio territorio”. De acuerdo con el titular de la cartera científica, “que sea federal es una manera de acercarse a todos y apuntar a la sociedad del conocimiento a lo largo y a lo ancho del país”.

En la misma línea, el ministro expresó: “La ciencia no solo se produce en las grandes ciudades y Salta se está insertando en esta nueva economía basada en el conocimiento”. El ministro se refirió también a la importancia de generar vocaciones y abrir la puerta a las experiencias científicas en primera persona: “Comprobar en vivo y en directo que los científicos son personas como cualquier otra y que la posibilidad de dedicarse a la ciencia está al alcance de todos”, dijo Barañao.

El gobernador de Salta también destacó el espíritu de esta nueva edición de Tecnópolis: “Esta muestra significa un gran logro de integración de diferentes equipos de trabajo para la construcción de una Argentina federal que facilita el acceso al conocimiento”, afirmó Urtubey.

La muestra es organizada por el Sistema Federal de Medios y Contenidos Públicos, el Ministerio de Ciencia de la Nación y el Gobierno de la Provincia de Salta. En julio,



Tecnópolis abrirá en su predio tradicional de Villa Martelli y continuará su viaje por las provincias en agosto, cuando Tecnópolis Federal llegue a Jujuy. Luego visitará Santiago del Estero (septiembre) y La Rioja (octubre).

### Propuestas para acercar los jóvenes a la ciencia

La muestra itinerante contó con once espacios diseñados por el Ministerio de Ciencia. Una de las propuestas fue el stand Robótica, en el que el público pudo dirigir robots en distintas situaciones en las que la máquina reemplaza el esfuerzo humano, familiarizándose así con las innovaciones de la industria del software y la robótica.

En Matemática y Física los visitantes aprendieron sobre diferentes campos de estas disciplinas, a través de experiencias y juegos que demuestran que la matemática también puede ser divertida.

Por su parte, el espacio Geología ofreció un viaje único de realidad virtual a las profundidades de una mina en Misiones, además de estudiar las alteraciones que la Tierra experimentó desde su origen.

La exhibición Da Vinci describió la vida y obra de uno de los genios más relevantes que tuvo la humanidad, a través de la interpretación de sus cuadernos de diseño para construir los inventos que no pudieron llevarse a cabo en el siglo XVI por no contar con la tecnología disponible.

Máscaras e indumentaria de los pueblos originarios invitaron a los asistentes a conocer los modos de vida de estos pueblos a través de un recorrido por sus orígenes y sus tradiciones para identificar nuestras raíces y entender la multiculturalidad.

Otro espacio de gran convocatoria es Paleontología, ciencia encargada del estudio de fósiles que intenta reconstruir las características de los organismos vivos del pasado y sus relaciones con el medio que habitaron.

Ciencia y Moda revelaron las influencias a lo largo de la historia de las innovaciones tecnológicas en los cambios de estilos de vida y las nuevas tendencias en la industria textil, como la importancia del cine de los años cincuenta y la ruptura provocada por la aparición de la minifalda.

Pampa Azul fue otro de los espacios que busca contribuir con el conocimiento y la divulgación científica como fundamento de las políticas de conservación y manejo sustentable de los recursos naturales en el área del Atlántico Sur.

Por último, la exhibición Cuerpo Humano ofreció al público una oportunidad única para aprender más acerca de nuestra estructura anatómica mediante especímenes reales conservados gracias al proceso conocido como preservación por polímeros.

---

## Acuerdo de YPF y Enap

Enap Sipetrol Argentina e YPF anunciaron recientemente la puesta en marcha del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM), el cual tiene como objetivo principal aumentar la producción de gas natural y petróleo crudo asociado del Yacimiento Magallanes ubicado en la boca oriental del Estrecho homónimo, para contribuir al abastecimiento energético de la Argentina y al fortalecimiento de la integración energética regional.

Este importante Proyecto, que optimiza las reservas del Área, involucra un plan de inversiones conjunto de más de



165 millones de dólares. El Proyecto PIAM logrará incrementar en más de un 60% la producción diaria de gas natural, pasando de los 2,4 millones de m<sup>3</sup>/día actuales a un valor aproximado de 4 millones de m<sup>3</sup>/día; y en un 25% la producción de petróleo crudo asociado, pasando de los 800 m<sup>3</sup>/día actuales a 1000 m<sup>3</sup>/día aproximadamente, en esa área de explotación.

Este anuncio se llevó a cabo con la participación del Presidente de YPF, Miguel Ángel Gutiérrez; el Gerente General de ENAP, Marcelo Tokman; el Gerente General de Enap Sipetrol Argentina, Martín Cittadini; y otros altos ejecutivos de ambas empresas. Asimismo, en representación del Gobierno nacional asistieron el Ministro de Energía y Minería de la Nación, Juan José Aranguren, y el Secretario de Hidrocarburos, José Luis Sureda. También, estuvieron presentes la gobernadora de Tierra del Fuego, Rosana Bertone; el vicegobernador de Santa Cruz, Pablo González; y los representantes de los Sindicatos del Petróleo y Gas Privado de Santa Cruz, del Personal Jerárquico y Profesional de Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral, de Petróleo y Gas Privado de Tierra del Fuego, y UOCRA, Claudio Vidal, José Llugard, Luis Sosa y Carlos Romero, respectivamente.

Durante el encuentro, el Gerente General de ENAP, Marcelo Tokman, destacó: "El proyecto PIAM es parte de nuestro Plan Estratégico de Negocios, y compromete una inversión significativa y concreta, que ratifica el compromiso que ENAP tiene para continuar gestionando un negocio sustentable, en el año en el que la compañía celebra 25 años de operaciones en Argentina. ENAP es principal operador *offshore* del país, y el Proyecto PIAM contribuye al abastecimiento energético de la Argentina y a una fuerte integración entre ambos países".



Desde que YPF y ENAP suscribieron en 1991 el respectivo Contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ambas compañías tienen una participación del 50% sobre la producción de hidrocarburos obtenida en Área Magallanes. En noviembre de 2014, las dos empresas acordaron extender el Contrato de UTE, manteniendo ambas petroleras la participación en partes iguales en el Área Magallanes.

# NOVEDADES DEL IAPG



## Se realizó la Asamblea General Ordinaria del IAPG

En la sede central del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, la Comisión Directiva del Instituto realizó, el 26 de mayo último, la Asamblea General Ordinaria anual, siguiendo lo dispuesto en el Art. 36 del Capítulo V del Estatuto del IAPG.



En ella, y siguiendo el orden del día, se procedió, entre otras consideraciones, a la elección de la totalidad de los miembros de Comisión Directiva.

Como resultado, fue reelecto como Presidente el Ing. Ernesto López Anadón, al tiempo que la Vicepresidencia 1era quedó a cargo de YPF S.A., la Vicepresidencia de *Downstream* de Petróleo a cargo de Shell CAPSA, la de *Upstream* de Petróleo y Gas a cargo de PanAmerican Energy, la Vicepresidencia de *Downstream* de Gas en la de Transportadora de Gas del Norte (TGN); el cargo de Secretario en manos de Metrogas S.A., la Tesorería en manos de Chevron Argentina, Pro Secretaría en las de Petrobras Argentina S.A., Pro Tesorería bajo la titularidad de Transportadora de Gas del Sur (TGS), y Vocales Titulares resultaron: Total Austral S.A., Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., Capsa/Capex S.A., Gas Natural Ban S.A., Sinopec Argentina, Exxon Mobil Exploration SRL, Wintershall Energía S.A., Compañía General de Combustibles S.A. (CGC S.A.), Bolland & CIA S.A., Axion Energy Argentina S.A., Schlumberger Argentina S.A., Halliburton Argentina SRL, Pecom Servicio Energía S.A., DLS Argentina Limited –Sucursal Argentina y Medanito S.A.. Vocales Suplentes resultaron electos: Camuzzi Gas Pampeana S.A., Madalena Energy Argentina SRL, Refinería del Norte S.A. (Refinor), Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., ENAP Si-petrol Argentina S.A., Litoral Gas S.A..

La novedad este año fue la creación de una Vicepresidencia de Servicios y Equipamientos, a cargo de Siderca SAIC (Tenaris).

## Donación del IAPG a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue

La Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue recibió un aporte económico a modo de contribución gratuita, por parte del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), mediante la firma de un Convenio entre ambas instituciones, suscripto en diciembre de 2015. La donación de \$1.000.000 fue aceptada por el Consejo Directivo de esa Casa de Estudios mediante la Resolución CDFI N° 0036/16.

Por este Convenio, el IAPG contribuyó a financiar la compra de materiales de construcción para que la Facultad de Ingeniería encare las obras necesarias para la construcción de un nuevo edificio. Las aulas y los laboratorios se destinarán a la carrera de Ingeniería en Petróleo, la cual ha duplicado sus inscripciones en los últimos cinco años.

De esta manera se plasma el espíritu del IAPG de promover propuestas que impulsen la formación profesional en disciplinas vinculadas a la industria de exploración, explotación, refinación y comercialización de los hidrocarburos, y el reconocimiento de la Facultad de Ingeniería como institución pública formadora de profesionales de calidad para la industria.

## Exitosa charla de la Comisión de Jóvenes Profesionales sobre la Transecta Regional de Vaca Muerta

A sala llena, la segunda charla 2016 organizada por la Comisión de Jóvenes Profesionales fue un éxito. Bajo el nombre “Explicación del libro Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos”, la conferencia versó sobre el exitoso e inédito caso de compartir datos de sus pozos más representativos en la Formación Vaca Muerta, realizado por varias compañías operadoras.

En efecto, en 2014 varias compañías (Chevron Argentina SRL, Exxon Mobil Exploration Argentina SRL, LCV SRL, Medanito S.A., PanAmerican Energy LLC, Petrobras Argentina S.A., Roch S.A., Shell, Tecpetrol S.A., Total Austral S.A., Universidad de Buenos Aires, Wintershall Energía





S.A., YPF) decidieron caracterizar a la Formación comparando datos de testigos corona (arquitectura estratigráfica y variaciones laterales de facies) poniéndola en un contexto de sección regional sísmica de 300 km de extensión.

El resultado se expuso en una gigantografía de 13 m de largo por 2 m de alto durante el IX Conexplo del IAPG, para mostrar la alta variabilidad lateral y vertical en distintas posiciones de la Cuenca Neuquina. Con tan buena repercusión por el nivel de trabajo logrado, que las empresas integrantes del proyecto, junto con un reconocido laboratorio y colaboración de la UBA, decidieron divulgar el material recopilado en este libro, con apoyo del IAPG. Hoy son tres las transectas descriptas, junto con una tabla de equivalencias entre los esquemas estratigráficos de las empresas (Piedra Rosetta) que ayuda a correlacionar las distintas nomenclaturas.

Los autores del libro nos contarán esta enriquecedora experiencia en la que profesionales competidores entre sí debieron "coo-petir" (cooperar y competir al mismo tiempo) para completar este trabajo, en un claro ejemplo de que la colaboración entre los distintos actores no solo es posible, sino que contribuye a acelerar la curva de aprendizaje, y que para las nuevas generaciones, la comunicación informal y transversal ha llegado para romper el viejo paradigma.

El caso fue expuesto por los geólogos Laura Gómez Rivarola y Federico González Tomassini, contaron con el res-



paldo y presencia de otros participantes del proyecto: el Dr. Héctor Leanza, Gabriela González, María Dolores Vallejo, Ricardo Fabián Domínguez y Manuel Fantín.

## Reunión de presidentes de las Comisiones del IAPG

Los representantes de las 21 Comisiones del IAPG se reunieron en junio último en un Almuerzo de Presidentes de Comisiones, con el fin de presentar sus respectivos grupos a los demás, así como para poner en conocimiento del resto, sus objetivos y planes de trabajo, como así también para describir conversando sobre la marcha y actividades de las demás comisiones.



Se trata del segundo encuentro de estas características, y fue una buena ocasión para poner en común lo que constituye el verdadero motor del IAPG: grupos de expertos en cada área de la industria de los hidrocarburos, que se reúne con regularidad (mensual o quincenal) con sus pares en el ámbito del Instituto, con el fin de tratar los temas de su incumbencia profesional, así como de organizar jornadas y congresos sobre cada disciplina.



Concurrieron los máximos representantes de las comisiones, y se tomó la decisión de realizar este encuentro dos veces por año de ahora en adelante.

# Cursos de actualización 2016

## JULIO

### ESTACIONES DE REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 4 y 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

### DECISIONES ESTRATÉGICAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 4 y 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

### EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de julio. Lugar: Buenos Aires

### MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 15 de julio. Lugar: Buenos Aires

## AGOSTO

### NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 4: Especialista de Protección Catódica

Instructor: *H. Albaya*

Fecha: 1 al 6 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### INTERPRETACIÓN AVANZADA DE PERFILES

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 8 al 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### CROMATOGRAFÍA DE GASES

Instructor: *J. J. Ferraro*

Fecha: 9 y 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### ESTACIONES DE MEDICIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 11 y 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández, O. Montano*

Fecha: 16 al 19 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins, S. Toccaceli*

Fecha: 18 y 19 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### INGENIERÍA DE RESERVIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 22 al 26 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

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

Fecha: 23 al 26 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### JOINT OPERATING AGREEMENTS: INTERNATIONAL PRACTICES and CHALLENGES

Instructor: *E. Pereira*

Fecha: 25 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### TÉRMINOS CONTRACTUALES Y FISCALES INTERNACIONALES EN E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 29 y 30 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS

Instructor: *R. Veiga*

Fecha: 29 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 30 y 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

## SEPTIEMBRE

### NEGOCIACIÓN, INFLUENCIA Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 1 y 2 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### MEDICIONES OPERATIVAS Y FISCALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 1 y 2 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### FUSIONES Y ADQUISICIONES PETROLERAS

Instructor: *C. Garibaldi*

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

### NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 5 al 10 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 2

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 12 al 17 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### USO DE MEDIDORES CORIOLIS EN TRANSFERENCIA EN CUSTODIA PARA LA MEDICIÓN DE MASA, VOLUMEN Y DENSIDAD EN LÍQUIDOS Y GASES. API 5.6, AGA 11

Instructor: *Emerson*

Fecha: 8 y 9 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares, P. Boccardo*

Fecha: 12 y 13 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### MEDICIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *D. Brudnick*

Fecha: 14 al 16 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructor: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 20 y 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky*

Fecha: 20 al 23 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios, S. Martín*

Fecha: 22 y 23 de septiembre. Lugar: Buenos Aires



### **EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS**

Instructor: *D. Miranda Rodríguez*

Fecha: 22 y 23 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### **RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 26 al 30 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### **SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS**

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 28 de septiembre y 5 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)**

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 29 y 30 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

## **OCTUBRE**

### **EVALUACIÓN DE PERFILES DE POZO ENTUBADO**

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 4 al 7 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **TALLER DE BOMBEO MECÁNICO**

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA DE RESERVAS Y ANÁLISIS DE RIESGO GEOLÓGICO**

Instructores: *C. E. Cruz*

Fecha: 11 al 14 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS**

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 17 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**

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

Fecha: 17 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS**

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 19 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 3. CIP3 – CERTIFICACIÓN - PEER REVIEW**

Instructores: *NACE*

Fecha: 24 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **INGENIERÍA EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS TRONCALES**

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 24 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA**

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 25 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **TRANSITORIOS HIDRÁULICOS EN CONDUCTOS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO**

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 27 y 28 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL**

Instructor: *Emerson*

Fecha: 27 y 28 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### **PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL**

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J. M. Pandolfi*

Fecha: 31 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Bs.As

## **NOVEDADES DESDE HOUSTON**

### **Asamblea Anual del IAPG Houston**

El IAPG Houston convocó a sus miembros a la Asamblea Anual que se realizará el 28 de julio próximo, con el fin de renovar las autoridades que regirán en el período 2016-2017 (que va de agosto a agosto).

El evento tendrá lugar en el tradicional Tango & Malbec, donde además se realizará un cóctel.

La votación se realiza tradicionalmente a viva voz. En esta ocasión se reemplazará a las actuales autoridades electas en 2015: el Ing. Guillermo Hitters de la firma Unimin Corporation; el Ing. Diego Mur como vicepresidente, Pietro Milazzo como tesorero y Colleen McKnight como secretaria. Los directores son Miguel Di Vincenzo, Carlos A. Garibaldi, José L. Vittor, Joe Amador, Andres Weissfeld, Juan Pedro Bretti, Daniel Viassolo, Carlos Macellari, Esther Cañedo, Jorge Uria, Ulisses Sperandio y Norma Valle. De acuerdo con los estatutos, los directores solo se representan a sí mismos y no a la empresa a la que pertenecen ni a ninguna otra organización.

Más información en [www.iapghouston.org](http://www.iapghouston.org).



# ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	39	KERUI	32
AESA	19	MARSHALL MOFFAT	23
AXION Elevadores & Hidrogrúas	37	MARTELLI ABOGADOS	40
AXION ENERGY	63	METALURGICA SIAM	16
BAYER-WOOD TECHNOLOGIES	60	MWH ARGENTINA	14
BIVORT	33	OIL&GAS PATAGONIA	79
CESVI	65	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
CHEVRON	71	PECOM SERVICIOS ENERGIA	41
COMPAÑÍA MEGA	25	PETROCONSULT	54
CONSULAR CONSULTORES ARGENTINOS	49	SCHLUMBERGER ARGENTINA	15
CURSOS GEOCIENCIAS	34	SCHNEIDER ELECTRIC	59
CURSOS NACE	36	SHALE EN ARGENTINA	93
DEL PLATA INGENIERIA	77	SWISS MEDICAL/ECCO EMERGENCIAS	61
EMERSON ARGENTINA	55	TECPETROL	43
ENSI	31	TOTAL	9
FORO IAPG	103	TRANSMERQUIM ARGENTINA	Contratapa
FUNCIONAL	29	TUBHIER	51
GABINO LOCKWOOD	35	V Y P CONSULTORES	42 y 102
GIGA	102	VALMEC	53
HALLIBURTON ARGENTINA	17	YPF	7
HONEYWELL	45	ZOXI	57
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	98	<b>Suplemento Estadístico</b>	
INDURA ARGENTINA	69	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
IPH	50	INGENIERIA SIMA	RETIRO TAPA
KAMET	Retiro de contratapa	VARSTAT	RETIRO CONTRATAPA




*¿Ya nos descubriste?*



**KAMET**<sup>®</sup>  
CALZADO de SEGURIDAD

***DESDE 1950 CAMINAMOS  
JUNTO A LOS PETROLEROS***

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

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



PRODUCTO ARGENTINO




# INNOVACIÓN SUSTENTABLE



Creemos en tecnologías innovadoras que reduzcan el impacto ambiental, asegurando un balance adecuado con la naturaleza.

En GTM trabajamos diariamente en crear soluciones verdes para incrementar la producción de sus reservas naturales, favoreciendo la calidad de vida para todos.

- 
- Fluidos de estimulación basados en agua de producción y flowback
  - Agentes de Sostén
  - Especialidades químicas

Simplificando procesos

