

# PETROTECNIA

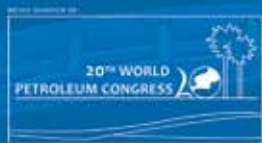


1 | 11

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LI - FEBRERO 2011



## Panorama energético



KUALA LUMPUR  
2012  
WORLD OIL CONFERENCE



AARG ARGENTINA OIL & GAS EXPO 2011

cie CONGRESO INTERACTIVO DE ENERGÍA 2011



NACE CORROSION 2011 INTERNATIONAL CONFERENCE & EXPO

# UN PAÍS QUE CRECE DEMANDA SIEMPRE MÁS ENERGÍA

En 2010 invertimos más de 1.000 millones de dólares en Exploración y Producción de hidrocarburos y una vez más, aumentamos la producción y las reservas de Petróleo y Gas Natural



## CERRAMOS LA DÉCADA CON:

- > Más de 7.000 millones de dólares de inversión
- > Un incremento del 50% en la producción de petróleo y del 100% en la producción de gas natural
- > Un 43% de aumento en nuestras reservas probadas de hidrocarburos

Multiplicamos la actividad, generando trabajo y contribuyendo al desarrollo de empresas en las comunidades donde operamos

**APOSTAMOS POR EL CRECIMIENTO  
Y LO SEGUIREMOS HACIENDO**

**Pan American  
ENERGY**

Compromiso con el país



**N**os encontramos iniciando un nuevo año. Por un lado, tendremos un año electoral a nivel nacional y provincial, y por el otro, nuestra industria tiene por delante la concreción de una serie de proyectos productivos que ya han sido anunciados -*shale gas, tight gas, off shore*, etc.- que seguramente generarán una importante dinámica.

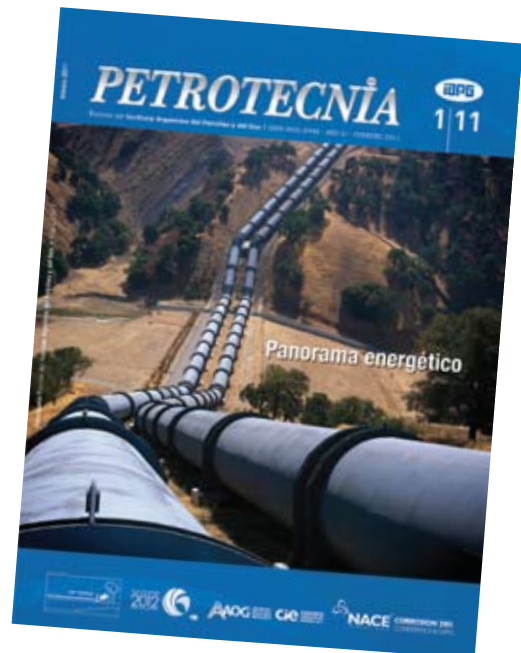
Para el IAPG también es un año importante marcado por actividades destacadas. En octubre se desarrollará, como ya es tradicional, la exposición Argentina Oil & Gas 2011 (AOG 2011) la cual estará acompañada por el Congreso Interactivo de Energía 2011 (CIE 2011). Esta nueva actividad que iniciamos con esta AOG, organizada en conjunto con el Comité Argentino del Congreso Mundial de la Energía (CACME), se desarrollará bajo el lema “La Energía en América Latina: desafíos y soluciones” y reunirá a destacados expertos internacionales para analizar la situación y las perspectivas del sector energético, tanto para la región como para el mundo.

Por otro lado, en noviembre, se llevará a cabo en la ciudad de Mar del Plata el VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Bajo el lema “Movilizar los recursos” los especialistas nacionales y extranjeros, como ya es tradicional, colmarán las instalaciones y le darán la jerarquía técnica y profesional que cada tres años distingue a este congreso.

Este número de *Petrotecnica* tiene como eje temático “Panorama energético” por lo que abordamos el análisis de las tendencias y la actualidad energética a nivel global y local. De acuerdo a la International Energy Agency (IEA), la matriz energética mundial para los próximos 25 años seguirá dominada por los combustibles fósiles los cuales tendrán una participación estimada en un 74% y una situación similar se prevé para la matriz energética de la Argentina. Las energías renovables todavía tienen un gran camino por recorrer para lograr un nivel de desarrollo a un costo y con un nivel de eficiencia aceptables para lograr un modelo energético sustentable, con lo cual se debe continuar trabajando en el desarrollo sostenido de los recursos hidrocarburíferos. Nuestro país tiene por delante un gran desafío para asegurar la disponibilidad de energía, y la industria del petróleo y del gas juega un papel sustancial en el tema. Explorar nuevas áreas de frontera, aplicar nuevas tecnologías de recuperación en nuestros yacimientos maduros, afrontar el desafío de la producción en yacimientos no convencionales, lograr la exploración de las cuencas *off shore*; son algunas de las acciones por realizar; un esfuerzo muy grande, pero no nuevo para una industria que, hace más de cien años, viene afrontando y superando desafíos.

Siguiendo con los contenidos de este número, queremos destacar la sección “Historias de vida” en la que publicamos una nota dedicada al Ing. Víctor Fumbarg, quien lamentablemente falleciera el año pasado. Víctor Fumbarg fue un permanente colaborador del IAPG, era integrante de la Comisión de Publicaciones y participó en la organización de innumerables eventos. Siempre dispuesto a ayudar, fue miembro de numerosas asociaciones e instituciones profesionales del sector. Era el arquetipo del ingeniero especializado en energía. Esta nota vale como reconocimiento de parte del Instituto a su permanente participación.

Hasta el próximo número.  
Ernesto A. López Anadón



# Sumario



## Tema de tapa | Panorama energético

### 08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas  
Suplemento estadístico

### Tema de tapa



10

#### ■ Panorama energético mundial: Los desafíos de los próximos 25 años

El informe World Energy Outlook 2010 de la IEA presenta la nueva situación energética tras la crisis en el mundo, donde actores como China y la India, las renovables, los recursos no convencionales y la sustentabilidad son los grandes temas.



30

#### ■ Panorama energético mundial: La continuidad del petróleo

Los pronósticos alrededor del petróleo van unidos a su continuidad como el más importante de los combustibles y al tiempo que le queden a las reservas mundiales.



32

#### ■ Panorama energético mundial: El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático

Por el Lic. Eduardo Calvo, Director del Observatorio de Inversiones del Instituto de Estrategia Internacional (IEI). Colaboró el Lic. Alonso P. Ferrando, Director de Proyectos

La diatriba entre responder a la demanda energética y la sustentabilidad es un desafío que, por ahora, supera las capacidades políticas de actuación colectiva. Pero el gas tiene reservado un papel fundamental, como coinciden la International Gas Union (IGU) y la International Energy Agency (IEA).

### Nota



54

#### ■ Perspectivas de la demanda energética global

Las transformaciones en las economías emergentes ha cambiado el uso global de la energía  
Por Jorge Castro, Instituto de Planeamiento Estratégico (IPE)

Las enormes transformaciones económicas y sociales experimentadas por países como la India y China están modificando considerablemente el uso global de la energía; las repercusiones llegan a todos los rincones.

### Nota técnica



72

#### ■ Gestión de alarmas: un punto clave en la planificación de la seguridad

Por Ignacio Queirolo, YPF SA

El control de las variables de proceso como las alarmas, monitoreadas desde los sistemas digitales de control, coopera con la excelencia en seguridad.



78

#### ■ Primer trabajo de *coiled tubing* con fibra óptica de la Argentina

Por Ing. Fernando Andrés Barbalace Gamiochipi, Petrobras Argentina S.A.  
y Víctor Vistoso, Petrobras Argentina S.A.

Se inauguró en el país la posibilidad de sumar al sistema de *coiled tubing* el uso de una herramienta de fibra óptica que permite transmitir a la superficie, en tiempo real, los productos de sus mediciones desde la profundidad del pozo.



90

■ **Estimación del consumo diario de gas a partir de lecturas periódicas de medidores**

Por Salvador Gil, Gerencia de Distribución del Enargas; *A. Fazzini*, Gas Natural Ban y *R. Prieto*, Gerencia de Distribución del Enargas

Conocer el consumo diario de los distintos usuarios de gas es fundamental para saber cómo funciona el sistema de abastecimiento de gas y diseñar políticas y estrategias de este aprovisionamiento.

### Historia de vida



96

■ **Homenaje a un profesional  
Víctor Fumbarg, el ingeniero “orquesta”.**

Despedida a un personaje del mundo del Petróleo y del Gas que supo combinar una actividad vertiginosa con su pasión por el arte y la cultura.

### Actividades



98

■ **El diseño conceptual de conductos para el transporte de hidrocarburos**

Martín Di Blasi, radicado en Canadá, imparte este curso específico de problemática cotidiana, basado en su experiencia en el país y en el exterior.



100

■ **Congresos. Los que pasaron, los que vienen**

A nivel de organización o desde su patrocinio, el IAPG está presente en los simposios más importantes, donde se actualizan los últimos avances y los expertos de la industria intercambian sus conocimientos y experiencias.

---

104 **Novedades de la industria**


110 **Novedades del IAPG**

116 **Novedades desde Houston**

---

118 **Índice de anunciantes**

**Fe de erratas:** En el número anterior (6/2010) el cuadro “2010 Comparación de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico” (pág. 97) presenta un error de cálculo al duplicarse los cargos fijos e impuestos en la determinación del precio. Así, donde dice \$ 0,62 (\$/m<sup>3</sup>) para el gas natural R1/R2, debió decir 0,33 \$/m<sup>3</sup>, mientras que para R3 debió decir 0,72 \$/m<sup>3</sup> en lugar de 1,11\$.





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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

Tel.: (54-11) 4325-8008. Fax: (54-11) 4393-5494

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

## Staff

**Director.** Ernesto A. López Anadón

**Editor.** Martín L. Kaindl

**Redacción.** 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

**Comisión de Publicaciones**

**Presidente.** Enrique Mainardi

**Miembros.** Jorge Albano, Rubén Caligari, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Estanislao E. Kozlowski, Jorge Ortino, Fernando Romain, Romina Schommer, Eduardo Vilches, Gabino Velasco, Nicolás Verini

**Diseño, diagramación y producción gráfica integral**

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

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

**Año LII N.º 1, FEBRERO de 2011**

**Tirada de esta edición: 3500 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.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

**Suscripciones** (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 200

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 220

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



## Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2010-2012

### CARGO

Presidente  
Vicepresidente 1.º  
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo  
Vicepresidente Downstream Gas

Secretario

Prosecretario

Tesorero

Protesorero

Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

### EMPRESA

Socio Personal  
YPF SA  
PETROBRAS ARGENTINA SA

ESSO PETROLERA ARGENTINA SRL  
GAS NATURAL BAN SA  
CHEVRON ARGENTINA SRL  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SA (TGN)  
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)  
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA (TGS)  
TOTAL AUSTRAL SA  
TECPETROL SA  
PLUSPETROL SA  
CAPSA/CAPEX - (Com. Asoc. Petroleras SA)  
METROGAS

OCCIDENTAL ARGENTINA EXPLORATION & PRODUCTION, INC. (OXY)  
APACHE ENERGÍA ARGENTINA SRL  
TECNA  
WINTERSHALL ENERGÍA SA  
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SA (CGC)  
SIDERCA SAIC  
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA SA (PCR)  
SCHLUMBERGER ARGENTINA SA  
BOLLAND & CIA. SA  
REFINERÍA DEL NORTE (REFINOR)  
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina  
DISTRIBUIDORA DE GAS CENTRO-CUYO SA (ECOGAS)  
HALLIBURTON ARGENTINA SA  
GAS NOR SA  
BJ Services SRL  
LITORAL GAS SA  
CAMUZZI GAS PAMPEANA SA  
A - EVANGELISTA SA (AES A)  
BAKER HUGHES COMPANY ARG. SRL - Div. Baker Atlas  
Socio Personal  
CESVI ARGENTINA SA  
OLEODUCTOS DEL VALLE (OLDELVAL)

### Titular

Ing. Ernesto López Anadón  
Lic. Juan Bautista Ordóñez  
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Pedro Caracocha  
Ing. Horacio Carlos Cristiani  
Ing. Ricardo Aguirre  
Ing. Daniel Alejandro Ridelener  
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso  
Ing. Carlos Alberto Seijo  
Sr. Javier Rielo  
Cdr. Gabriel Alfredo Sánchez  
Ing. Juan Carlos Pisanu  
Ing. Sergio Mario Raballo  
Ing. Andrés Cordero

Sr. Horacio Cester  
Ing. Daniel Néstor Rosato  
Ing. Margarita Esterman  
Ing. Gustavo Albrecht  
Dr. Santiago Marfort  
Ing. Guillermo Héctor Noriega  
Ing. Miguel Angel Torilo  
Sr. Richard Brown  
Ing. Adolfo Sánchez Zinny  
Ing. Daniel Omar Barbería  
Ing. Eduardo Michieli  
Ing. Eduardo Atilio Hurtado  
Ing. Luis Gussoni  
Lic. Rodolfo H. Freyre  
Ing. Luis Alberto Mayor Romero  
Ing. Ricardo Alberto Fraga  
Ing. Juan José Mitjans  
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello  
Ing. Eduardo Daniel Ramírez  
Ing. Carlos Alberto Vallejos  
Ing. Gustavo Eduardo Brambati  
Sr. Daniel Oscar Inchauspe

### Alterno

Sr. Segundo Marengo  
Ing. Marcelo Gerardo Gómez  
Dr. Diego Saralegui  
Ing. Andrés A. Chanes  
Ing. Jorge Doumanian  
Ing. Guillermo M. Rocchetti  
Ing. José Alberto Montaldo  
Ing. Alfredo Felipe Viola  
Ing. Daniel Alberto Perrone  
Sr. José Luis Fachal  
Dr. Carlos Alberto Gaccio  
Lic. Marcelo Eduardo Rosso  
Ing. Jorge M. Buciak  
Lic. Jorge Héctor Montanari  
Lic. Hernán Maurette  
Lic. Luis Pedro Stinco  
Sr. Fernando J. Araujo  
Ing. Gerardo Francisco Maioli  
Lic. Patricio Ganduglia  
Ing. Carlos Gargiulo  
Ing. Daniel Blanco  
Lic. Emilio Penna  
Ing. Hermes Humberto Ronzoni  
Ing. Edelmiro José Franco  
Ing. Gustavo Rafael Mirra  
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro  
Ing. Donald Sloop  
Ing. Osvaldo Hinojosa  
Ing. Jaime Patricio Torregrosa Muñóz  
Ing. Néstor Amilcar González  
Ing. José María González  
Sr. Carlos Gastiazoro

Sr. Marcelo Omar Fernández

**No existe lejos ni cerca.  
Estamos en todo el país.**



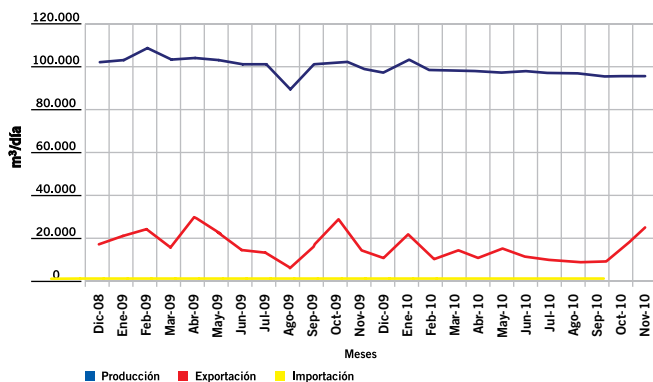
**YPF**

# LOS NÚMEROS DEL PÉTROLEO Y DEL GAS

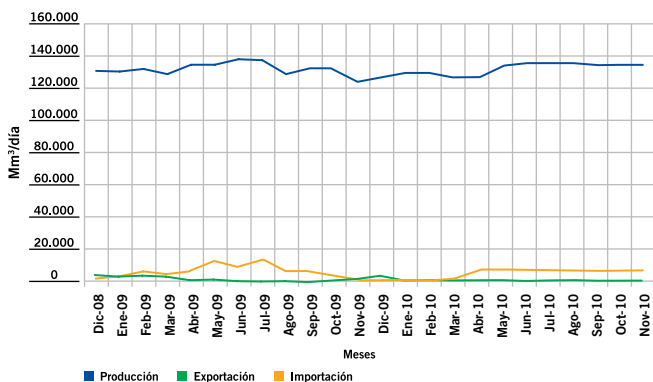


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
 Ingrese al foro de la  
 industria del petróleo y del gas

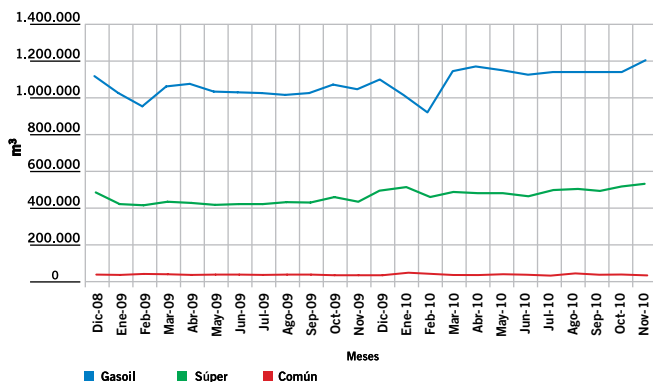
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



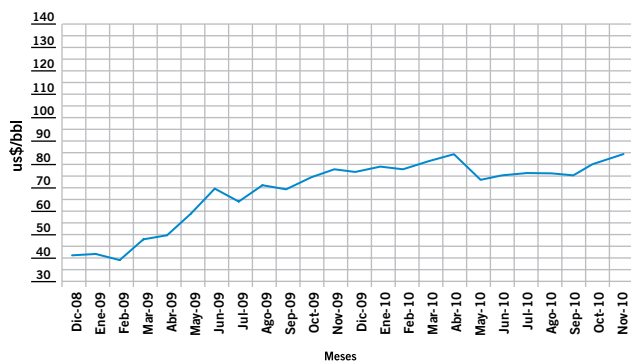
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



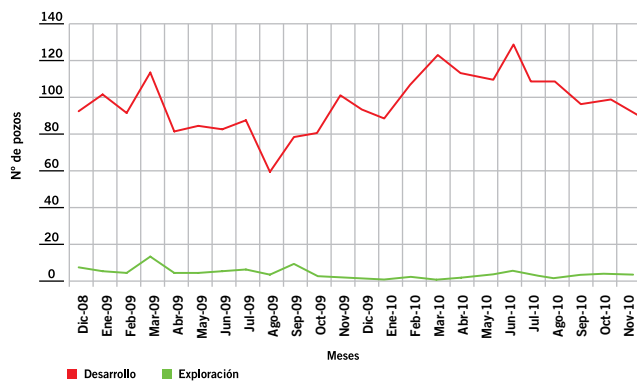
## Ventas de los principales productos



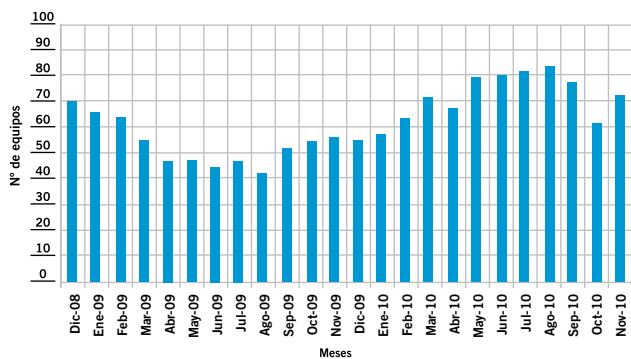
## Precio del petróleo de referencia WTI



## Pozos perforados



## Cantidad de equipos en perforación





# Comunidad de intereses

¿Y si la lucha contra el cambio climático y la satisfacción de las necesidades energéticas fuesen inseparables?



Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar una mayor eficacia energética y optimizar sus procesos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Con su proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la cuenca de Lacq (Francia), Total está desarrollando una tecnología innovadora para combatir el calentamiento global.

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



**Nuestra energía es suya**

**TOTAL**



# Panorama energético mundial

## Los desafíos de los próximos 25 años

**La Agencia Internacional de la Energía (IEA) presentó en su informe del World Energy outlook 2010 (WEO) la nueva situación energética mundial, donde conviven los coletazos de la última gran recesión económica, la creciente demanda acentuada por actores como China y la India, las renovables que buscan su sitio y la búsqueda de recursos no convencionales, mientras el cambio climático exige un mayor compromiso**

**E**l mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedente. La crisis económica global de 2008-2009 desestabilizó los mercados energéticos de todo el mundo, por lo que el ritmo al que se recupere la economía global será el factor clave que marcará la evolución del sector energético en los próximos años.

No obstante, serán los gobiernos y la forma en que estos reaccionen a los desafíos del cambio climático y a la seguridad de provisión energética los que definirán el futuro de la energía en el largo plazo.

La situación económica ha mejorado considerablemente en los últimos meses, más de lo que muchos habrían esperado. Con todo, la perspectiva económica para los próximos años sigue siendo muy incierta y existen ciertos temores sobre una recesión de doble fondo en un entorno de crecientes déficits públicos, lo cual hace que las expectativas energéticas a medio plazo sean especialmente difíciles de predecir con algún nivel de confianza.

En 2009 se observaron avances notables en el diseño de políticas con la negociación de importantes acuerdos internacionales sobre el cambio climático y sobre la reforma de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles. Además, el desarrollo y la implementación de tecnologías de bajas emisiones de CO<sub>2</sub> tuvieron un impulso significativo gracias a los fuertes financiamientos e incentivos que los gobiernos de todo el mundo introdujeron como parte de sus paquetes de estímulos fiscales.

Juntas, estas acciones parecen avanzar en la dirección de la urgente necesidad de transformar el sistema energético a nivel global. A pesar de ello, persisten dudas sobre cómo instrumentar las políticas necesarias para cumplir con los compromisos recientemente alcanzados. Aun cuando estas se pongan en marcha, se necesita hacer mucho más para garantizar que esa transformación suceda con la rapidez suficiente.

El resultado de la conferencia de las Naciones Unidas (ONU) sobre cambio climático, celebrada en Copenhague en diciembre de 2009, quedó muy lejos de satisfacer los requisitos mínimos para instalarse en la senda de un sistema energético sostenible.

El Acuerdo de Copenhague –al cual adhirieron los principales países emisores además de muchos otros– establece un objetivo no vinculante de limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C sobre los niveles preindustriales. También establece una meta para que los países industrializados otorguen un financiamiento de 100.000 millones de dólares por año hasta 2020 para mitigar el cambio climático y para la adaptación de los países en desarrollo; y exige a los países industrializados fijar objetivos de emisiones para ese mismo año.

Esto sucedió tras la llamada de los líderes del G8 en su cumbre de julio de 2009 para que todos los países se propusieran reducir las emisiones globales en al menos el 50% hasta 2050. Sin embargo, los compromisos anunciados posteriormente, aun si se cumplieran en su integridad, serían sólo una parte del recorte de emisiones necesario para lograr el objetivo de los 2 °C. Ello no significa que la meta sea completamente inalcanzable, pero sí que se requerirán esfuerzos mucho mayores y costosos después de 2020. Desde luego, la velocidad de la transformación energética que se necesitará después de 2020 será tal que plantea serias dudas sobre la viabilidad de disminuir las emisiones suficientemente para cumplir con la meta de los 2 °C.

Las perspectivas de la energía en el mundo hasta el año 2035 dependen decisivamente de cuál sea la actuación de los gobiernos, y de cómo las políticas que se implanten puedan afectar a la tecnología, el precio de los servicios energéticos y la conducta del usuario final.

Como reconocimiento de los importantes avances en la implantación de políticas que se han dado recientemente, el escenario central en el *outlook* de este año –el Escenario de Nuevas Políticas– tiene en cuenta los extensos compromisos y planes respecto a política energética anunciados por los países en todo el mundo, incluidas las promesas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los proyectos para retirar los subsidios a la energía fósil, aun cuando las medidas para llevar a cabo estos compromisos estén pendientes de identificarse o anunciarse.

Este escenario nos permite cuantificar el impacto potencial sobre los mercados energéticos derivado de la implementación de tales políticas, al compararlo con un Escenario de Políticas Actuales (antes llamado Escenario de Referencia), en el cual no se considera ningún cambio de políticas respecto a las existentes a mediados de 2010, es decir, un escenario en el que los compromisos recientes no se ponen en marcha.

Asimismo, podría existir un Escenario 450, que se presentó por primera vez con detalle en el WEO 2008, el cual establece el rumbo en cuestiones de energía congruente con la meta de los 2 °C a través de la limitación de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a cerca de 450 partes por millón de CO<sub>2</sub> equivalente (ppm CO<sub>2</sub>-eq).

Los compromisos y planes que los gobiernos han anunciado recientemente, si se implementan, tendrán un impacto real en la demanda de energía y las consiguientes emisiones. En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda mundial de energía primaria aumentaría 36% entre 2008 y 2035, de cerca de 12.300 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) a más de 16.700 Mtep, es decir, un 1,2% anual en promedio. Tal cifra es comparable al 2% anual durante el período previo de 27 años.

En este caso, la tasa proyectada de crecimiento de la demanda es menor que en el Escenario de Políticas Actuales, en el que la demanda crecería un 1,4% anual entre 2008 y 2035. En el Escenario 450, la demanda también aumentaría entre 2008 y 2035, pero sólo a razón del 0,7% anual.

Los precios de la energía señalan que la oferta y la demanda proyectadas se hallan en equilibrio a lo largo del período del *outlook* para cada escenario, con un crecimiento más rápido en el Escenario de Políticas Actuales y más lento en el Escenario 450.

Los combustibles fósiles –petróleo, carbón y gas natural– seguirían siendo las fuentes predominantes de energía en 2035 en los tres escenarios, si bien su contribución en términos de energía primaria variaría notablemente. Las proporciones más altas de energías renovables y de energía nuclear se dan en el Escenario 450 y las más bajas, en el Escenario de Políticas Actuales. La mayor dispersión de resultados –y por tanto, las mayores incertidumbres respecto de su futuro uso– se dan para el caso del carbón, la energía nuclear y las fuentes renovables, excluida la hidráulica.

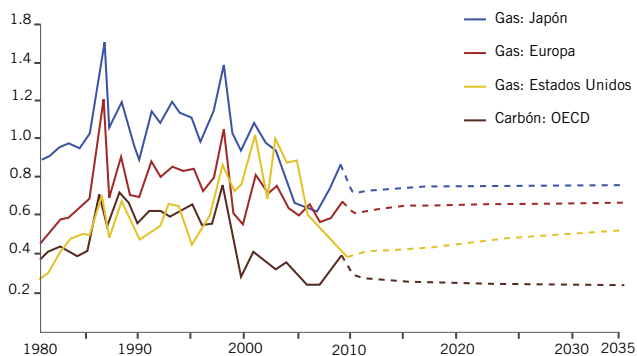


Figura 1. Relación entre los precios promedio de importación de gas natural y petróleo crudo en el Escenario de Nuevas Políticas.  
Nota: Calculado en base a energía equivalente

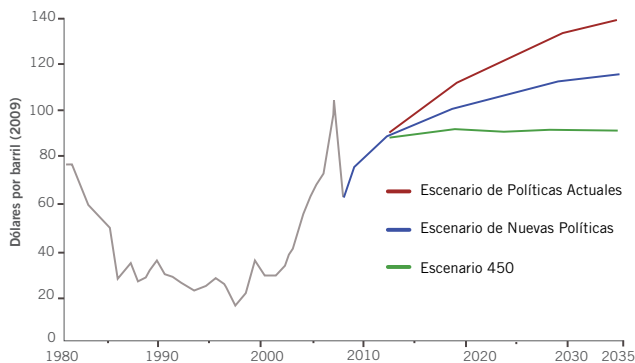


Figura 2. Precio promedio IEA del petróleo importado en distintos escenarios (datos anuales)

Se estima que las economías emergentes, lideradas por China y la India, incrementarán la demanda global.

Si se cumple el Escenario de Nuevas Políticas, aumentaría la demanda global de todas las fuentes energéticas, con los combustibles fósiles ocupando más de la mitad del incremento en la demanda total de energía primaria. La subida de precios de los combustibles fósiles para los usuarios finales que resulta de las presiones al alza en los mercados internacionales y de las crecientes penalizaciones a las emisiones de carbono, junto con las políticas

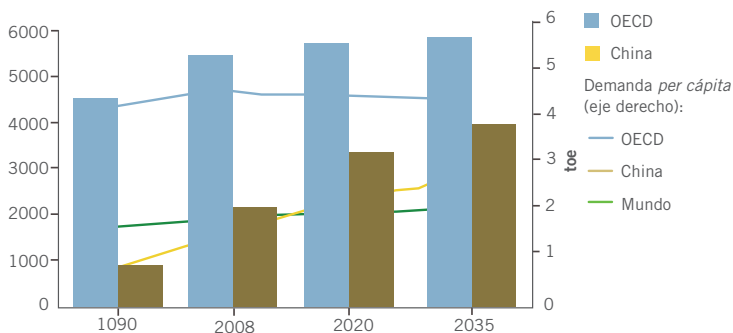


Figura 3. Totales de demanda de energía primaria y per cápita en China y los OECD en el Escenario de Nuevas Políticas

de fomento de ahorro energético y cambio a fuentes de energía con bajas emisiones de carbono, contribuye a restringir el crecimiento de la demanda de los tres combustibles fósiles. Aquí, el petróleo se mantendría como el combustible dominante en el "mix" de energía primaria aunque su participación, que fue de 33% en 2008, caería a 28% a medida que los altos precios y las políticas gubernamentales para promover la eficiencia de combustibles propician el abandono del petróleo en los sectores industrial y de generación de electricidad.

## LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.

| IPH SAICF®

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

# Experiencia en Shale Gas que da resultado

## Shale Gas



\*Alcance de Schlumberger © 2011 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 11-UG-0018

Schlumberger combina todos sus años de investigación aplicada con su experiencia obtenida en el campo para realizar operaciones exitosas en yacimientos no convencionales.

En América Latina, hemos realizado las primeras fracturas hidráulicas con monitoreo StimMAP\* para Tight Gas y Shale Gas. En Argentina, los expertos del Centro de Excelencia de Shale Gas vinculan los análisis de coronas con los estudios petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos para el diseño, ejecución y evaluación de las fracturas hidráulicas, brindando así una solución integral. A nivel mundial, nuestros clientes obtienen el máximo provecho de los entrenamientos en Shale Gas que brinda NEXT\* Network of Excellence in Training.

Acelere su curva de aprendizaje en yacimientos no convencionales para realizar operaciones eficientes, económicas y seguras para el medioambiente.

[www.slb.com/shalegas](http://www.slb.com/shalegas)

Experiencia Global | Tecnología Innovadora | **Impacto Medible**

# Schlumberger

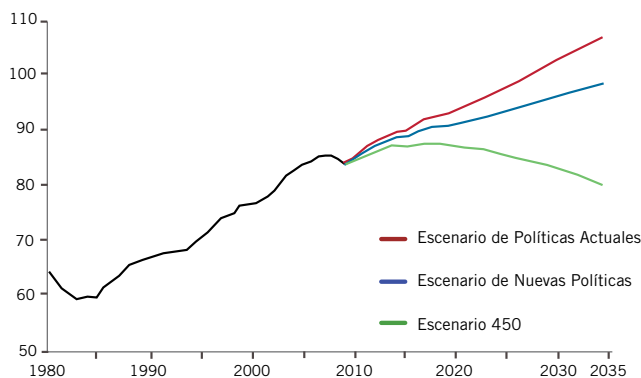


Figura 4. Demanda mundial de petróleo crudo por escenario.  
Nota: El petróleo no incluye biocombustibles derivados de la biomasa

Además, están surgiendo oportunidades para reemplazar en el transporte los derivados del petróleo por otros combustibles. La demanda de carbón crecería hasta cerca del año 2025 y luego decrecería lentamente hacia el fin del período del *outlook*. El aumento en la demanda de gas natural excede por mucho la de los otros combustibles fósiles debido a sus ventajas prácticas y medioambientales, y a las limitaciones existentes sobre la rapidez con que se pueden desplegar las tecnologías de bajas emisiones de carbono. La proporción de energía nuclear se incrementaría del 6% en 2008 al 8% en 2035.

El uso de energía renovable moderna –incluidas hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa moderna y energía marina– se triplicaría a lo largo del período del *outlook*, y su proporción en la demanda total de energía primaria aumentaría de 7% a 14%. El consumo de biomasa tradicional se elevaría ligeramente para 2020 y luego retrocedería apenas por debajo de los niveles actuales hacia 2035, ante el incremento en el uso de combustibles modernos en los hogares del mundo en desarrollo. Los países no miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico creada el 16 de abril de 1948 (16 países)) representan el 93% del aumento proyectado en la demanda mundial de energía primaria en el Escenario de Nuevas Políticas, lo cual refleja mayores tasas de crecimiento de actividad económica, producción industrial, población y urbanización.

China, donde la demanda se ha disparado en la última década, contribuye con un 36% del crecimiento proyectado en el uso global de energía; su demanda aumentaría un 75% entre 2008 y 2035. En 2035, China representaría el 22% de la demanda mundial, a diferencia del 17% de hoy. La India es el segundo mayor responsable del incremento en la de-

manda global hasta 2035, ya que representaría el 18% del aumento total y su consumo de energía se elevaría más del doble en el período del *outlook*. Fuera de Asia, Medio Oriente tiene la mayor tasa de incremento: el 2% anual.

La demanda agregada de energía en los países de la OCDE aumentaría muy lentamente durante el período del *outlook*. Con todo, en 2035 los Estados Unidos permanecerían como el segundo mayor consumidor de energía después de China y muy por encima de la India (que está en una lejana tercera posición). Es difícil exagerar la creciente importancia de China en los mercados energéticos globales. Nuestros datos preliminares indican que en 2009 China superó a los Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo. Lo sorprendente es que en 2000, el consumo de energía de China fue sólo la mitad del de los Estados Unidos. El aumento del consumo de energía de China entre 2000 y 2008 fue más de cuatro veces mayor que en la década previa. Las perspectivas de crecimiento adicional siguen siendo sólidas, dado que el nivel de consumo per cápita de China es bajo, apenas un tercio de la media de la OCDE, y que es el país más poblado del planeta, con más de 1300 millones de habitantes. Por tanto, las proyecciones globales de energía en este *outlook* siguen siendo altamente sensibles a los supuestos subyacentes para las variables clave que determinan la demanda de energía en China, incluidas las proyecciones de crecimiento económico, los cambios en la estructura económica, los desarrollos en políticas ambientales y energéticas, y la tasa de urbanización. La necesidad del país de importar combustibles fósiles para satisfacer su creciente demanda interna impactaría cada vez más en los mercados internacionales.

Dado el gran tamaño del mercado interno de China, su empuje para elevar la contribución de nuevas tecnologías energéticas de bajas emisiones de carbono podría jugar un importante papel para reducir sus costos mediante tasas más rápidas de aprendizaje tecnológico y economías de escala.

¿Será *oil-peak* un invitado a la fiesta o un fantasma indeseado? El precio del petróleo que se requiere para equilibrar los mercados de crudo ha de aumentar, reflejando la creciente insensibilidad de la oferta y la demanda al precio. La concentración cada vez mayor de uso de petróleo en el transporte y un cambio de la demanda hacia mercados subsidiados están limitando las posibilidades de precios más altos para estrangular la demanda mediante el cambio a combustibles alternativos.

Y las restricciones en el lado de la inversión hacen que precios más elevados deriven únicamente en incrementos moderados en la producción. En el Escenario de Nuevas

	1980	2009	Escenario con nuevas políticas		Escenario con políticas actuales		Escenario 450	
			2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	41,3	41,7	39,8	35,3	40,5	38,7	38,2	28,0
Sin OECD	20,0	35,8	44,1	54,6	45,4	59,4	42,2	45,6
Bunkers	3,4	6,5	7,5	9,1	7,5	9,3	7,2	7,3
Mundo	64,8	84,0	91,3	99,0	93,5	107,4	87,7	81,0
Promedio sin OECD	33%	46%	53%	61%	53%	61%	52%	62%

Figura 5. Demanda de petróleo promedio por escenario (mb/día)

\* Excluye demanda de biocombustibles, cuyo crecimiento se estima desde 1,1 mb/día (en energía medida en volúmenes equivalentes de gasolina y diésel) en 2009 a 2,3 mb/día en 2020 y a 4,4 mb/día en 2035 en el Escenario de Nuevas Políticas.

\*\* Incluye combustibles internacionales marinos y para aviación

## Servicios Integrales para la Industria del Oil & Gas

En Exterran ofrecemos un mundo de soluciones para la industria energética, a través de una amplia cartera de productos y servicios. Soluciones globales para mejorar la producción de gas y petróleo de las empresas productoras, transportistas y comercializadoras.

### Productos y Servicios

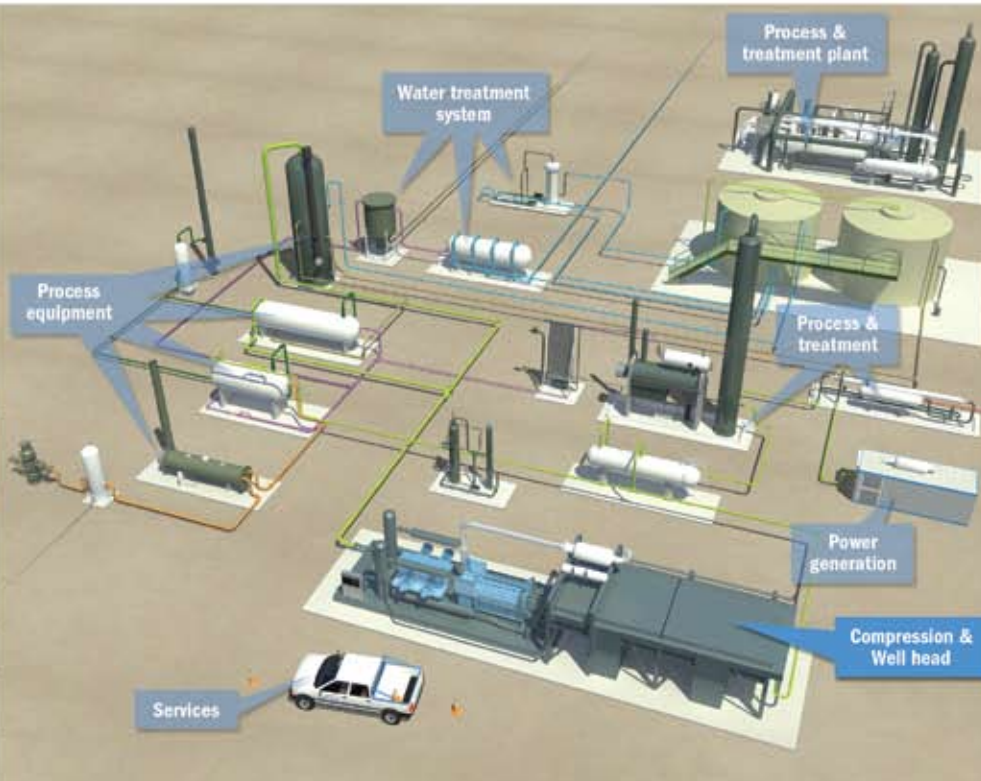
Servicios de compresión y compresión en boca de pozo.

Equipos de producción y plantas de tratamiento.

Sistemas para tratamiento de agua.

Generación de energía eléctrica.

Servicio post-venta y O&M.



### Servicios de compresión y compresión en boca de pozo.

- Amplia flota de unidades en Argentina.
- Servicio de operación y mantenimiento.
- Unidades entre 50 y 7500 hp.
- Flexibilidad operativa.
- Manejo de líquidos integrados.
- Equipos de hasta 150 hp transportables.
- Paquetizados con tradición petrolera (Waukesha - Caterpillar - Ariel - Dresser - Ajax)

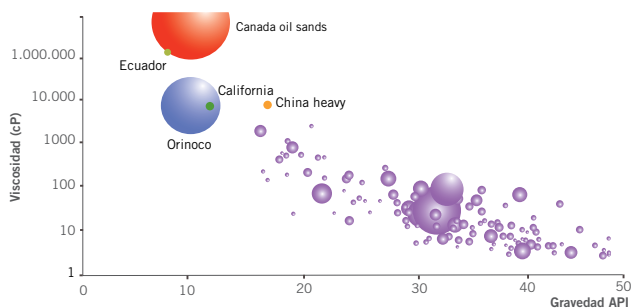


Figura 6. Transición entre fuentes de petróleo convencionales y no convencionales

Nota: El tamaño de las burbujas indica fuentes recuperables: se agruparon reservorios con similares propiedades en cada área geográfica: cada burbuja pequeña representa aproximadamente 1 billón de barriles de fuentes recuperables

Políticas, el precio medio de crudo de la Agencia Internacional de Energía alcanzaría los 113 dólares por barril (en dólares estadounidenses) en 2035 –por encima de los poco más de 60 dólares en 2009–. En la práctica, es probable que la volatilidad del precio a corto plazo continúe en alta. La demanda de petróleo (excluidos los biocombustibles) sigue creciendo sostenidamente y alcanzaría cerca de los 99 millones de barriles diarios (mb/d) en 2035, es decir, 15 mb/d más que en 2009. Todo el crecimiento neto proviene de los países no miembros de la OCDE, casi

la mitad tan sólo de China, y sería determinado principalmente por el uso cada vez mayor de los combustibles para el transporte; la demanda en la OCDE disminuiría en poco más de 6 mb/d.

La producción global de petróleo alcanza los 96 mb/d, y los 3 mb/d restantes provienen de ganancias en el procesamiento. La producción de crudo convencional alcanzaría un nivel casi estable de 68-69 mb/d hacia 2020, pero sin llegar a su pico histórico de 70 mb/d alcanzado en 2006, mientras que la producción de condensados y petróleo no convencional crecería sólidamente.

La producción total de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo (1960) compuesta, en sus orígenes, por Arabia Saudita, Iraq, Irán, Kuwait y Venezuela) aumentaría continuamente hasta 2035 en el Escenario de Nuevas Políticas, por lo que incrementaría su participación en la producción global a más de la mitad. Gran parte de este incremento viene propiciado por Iraq, quien, en razón de sus grandes reservas, igualaría a Irán en producción de crudo hacia 2015, y alcanzaría su producción total de 7 mb/d en 2035. El Reino de Arabia Saudita desbancaría a Rusia como el mayor productor de petróleo del mundo, con una producción que se elevaría de 9,6 mb/d en 2009 a 14,6 mb/d en 2035. La creciente participación de la OPEP contribuye a una mayor preponderancia de compañías petroleras estatales: agrupadas estas compañías, concentrarían todo el aumento en la producción global entre 2009 y 2035.

## NORPATAGONICA LUPATECH

**SOMOS UNA EMPRESA QUE SE DEDICA A LA PROVISIÓN DE SERVICIOS, PRODUCTOS QUÍMICOS, REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS E INSUMOS PARA LAS DISTINTAS INDUSTRIAS, DESTACÁNDOSE ENTRE ELLAS LA DEL PETRÓLEO Y GAS.**

**REVESTIMIENTOS DE CAÑERIAS**  
Sistema Fiberware: consiste en la colocación de una camisa (liner) de PEAD o ERFV cementado dentro del tubing, con lo que se logran evitar los espacios libres en el anular y son terminados herméticamente en ambas puntas evitando así el contacto del acero con los fluidos corrosivos.

**SERVICIOS**

- Secados de gasoductos
- Pruebas de hermeticidad y resistencia
- Limpieza industrial
- Limpiezas mecánicas y/o químicas
- Bombeos de alta y baja presión
- Mantenimiento de caminos (Control de polvo)
- Operación de plantas (petróleo, gas y agua)
- Transportes de sustancias peligrosas



# Soluciones integrales para la industria del petróleo y del gas



Acompañamos a la industria del petróleo y del gas por toda América Latina desde hace más de cuarenta años. Desde la Amazonía Peruana hasta las costas del Brasil y desde el sur de la Patagonia Argentina hasta el Oriente de Venezuela. Grandes distancias, muchas culturas, todos los climas, unidos por un objetivo en común: la excelencia.



Pasión, conocimiento y disciplina para proveer soluciones integrales de ingeniería, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.



**SKANSKA**

Bartolomé Mitre 401  
C1036AAG - Ciudad de Buenos Aires  
Tel +54 11 4341 7000  
[www.la.skanska.com](http://www.la.skanska.com)

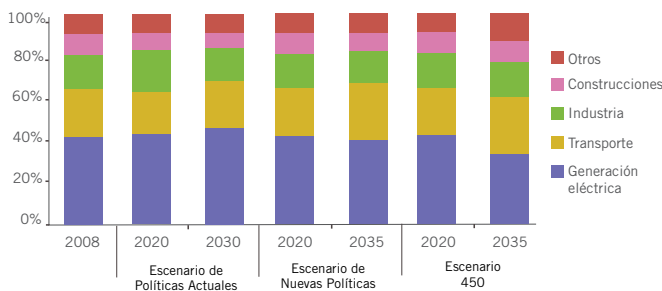


Figura 7. Proporciones de emisiones de energía total referida a CO<sub>2</sub>, por sector y escenario

La producción total de petróleo de países no miembros de la OPEP sería notablemente constante hasta cerca de 2025, a medida que la mayor producción de condensados y petróleo no convencional compense esta caída en la de crudo convencional; después, su producción comenzaría a descender.

La cantidad de recursos recuperables de petróleo, tanto convencional como no convencional, es una fuente de incertidumbre para las perspectivas de la producción mundial de petróleo a largo plazo. Es claro que la producción global de petróleo llegaría a su pico algún día, pero ese pico lo determinarían factores que inciden tanto la oferta como en la demanda. En el Escenario de Nuevas Políticas, el total de la producción no alcanzaría su pico antes de 2035, pese a estar cerca de ello.

Por contraste, la producción sí llegaría a su pico, de 86 mb/d, justo antes de 2020 en el Escenario 450, a consecuencia de una menor demanda, y a partir de ahí descendería rápidamente. Por tanto, los precios del petróleo serían mucho más bajos. El mensaje es claro: si los gobiernos actúan más decididamente que hoy para impulsar un uso más eficaz del petróleo y el desarrollo de alternativas, entonces, la demanda de petróleo podría comenzar a ceder pronto y, como resultado, veríamos que se alcanzaría

un *peak* anticipado en la producción de petróleo. Ese pico no derivaría de limitaciones de recursos de hidrocarburos.

Sin embargo, si los gobiernos no actúan o solamente introducen políticas ligeramente diferentes a las de hoy, la demanda seguiría aumentando, los costos de producción se elevarían, la carga económica del uso de petróleo crecería, la vulnerabilidad a las alteraciones del suministro se agudizaría y el ambiente global sufriría daños de consideración.

El petróleo no convencional es abundante, pero más costoso. El petróleo no convencional jugaría un papel cada vez más importante en el suministro mundial de petróleo hacia 2035, pese a los esfuerzos de los gobiernos por restringir la demanda. En el Escenario de Nuevas Políticas, la producción aumentaría de 2,3 mb/d en 2009 a 9,5 mb/d en 2035. Las arenas petrolíferas canadienses y el crudo pesado venezolano proveerían los mayores volúmenes, aunque los líquidos derivados del carbón y del gas natural y, en menor medida, las pizarras bituminosas, también tendrían una mayor participación hacia la segunda mitad del período del *outlook*.

Se cree que las reservas de petróleo no convencional son enormes, varias veces mayores que las de petróleo convencional. El ritmo al que serán explotadas estará determinado por consideraciones económicas y ambientales, incluidos los costos de mitigar su impacto ambiental. Las fuentes no convencionales de petróleo están entre las disponibles más caras: requieren una gran inversión de capital inicial, que suele recuperarse solamente en largos períodos de tiempo.

En consecuencia, juegan un papel clave para la determinación de los precios futuros del petróleo. La producción de petróleo no convencional, por lo general, emite más gases de efecto invernadero (GEI) por barril que la de la mayoría de tipos de petróleo convencional; sin embargo, comparando emisiones totales, la diferencia es mucho menor, ya que la mayoría de las emisiones ocurren en el momento de su uso. En el caso de las arenas petrolíferas

# MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ Buenos Aires, Argentina  
 Tel +54 11 4132 4100 - Fax +54 11 4132 4101  
 info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

# responsabilidad

**AESA**

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

Para asegurar altos estándares de calidad AESA cuenta con equipos y personal especializado que con responsabilidad garantizan un efectivo cumplimiento de los requisitos técnicos, plazos y presupuestos de cada proyecto.

**Responsabilidad.** Uno de nuestros valores.

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

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

ingeniería • fabricación • construcción • servicios

canadienses, las emisiones de CO<sub>2</sub> a lo largo de toda la cadena desde la producción hasta el consumo final se hallan entre 5% y 15% más altas que las correspondientes a crudos convencionales.

Se requerirán medidas de mitigación para reducir las emisiones de la producción de petróleo no convencional, tales como tecnologías de extracción más eficaces, captura y almacenamiento de carbono y la adición de biomasa al carbón en las plantas de líquidos derivados del carbón.

Una mejor gestión del agua, así como de suelo y subsuelo, aunque no aplica exclusivamente a las fuentes no convencionales, también será necesaria a fin de volver más aceptable el desarrollo de estos recursos.

China podría llevarnos a una edad dorada del gas natural, que tendría un papel central para cubrir las necesidades energéticas mundiales en las próximas décadas. La demanda global de gas natural, que cayó en 2009 debido a la situación económica, retomó su trayectoria ascendente a partir de 2010. Es el único combustible fósil cuya demanda sería mayor en 2035 que en 2008 en todos los escenarios, si bien crece a tasas notablemente distintas.

En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda alcanza los 4500 millones de metros cúbicos (mmmc) en 2035: un incremento de 1400 mmmc, o un 44% sobre 2008 y una tasa media de aumento del 1,4% anual. La demanda de China es la de más rápido crecimiento, a una tasa media de casi 6% anual, y la mayor en términos de volumen, representaría más de una quinta parte del incremento en la demanda global hasta 2035.

Existe el potencial para que la demanda de gas de China aumente aún más rápido, sobre todo si el uso de carbón se restringe por razones ambientales. La demanda en Medio Oriente se incrementa casi tanto como la proyectada para China. Medio Oriente, que cuenta con reservas de relativo bajo costo, encabeza la expansión de la producción de gas durante el período del *outlook*, ya que dicha producción se duplicaría a 800 mmmc en 2035. Alrededor de 35% del incremento global en la producción de gas en el Escenario de Nuevas Políticas proviene de fuentes no convencionales –gas de lutita, *coal methane* y gas compacto (de reservorios con poca permeabilidad)– en los Estados Unidos y, cada vez más, otras regiones, sobre todo Asia Pacífico.

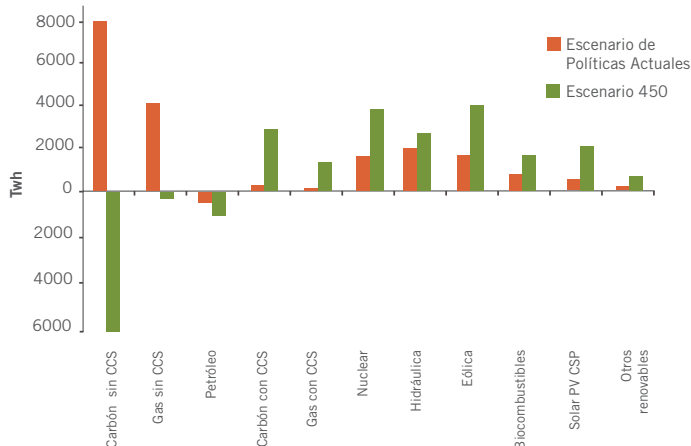


Figura 8. Incremento en la generación mundial de energía para cada combustible y escenario, 2008-2035

El exceso de capacidad global de suministro de gas que se derivó de la crisis económica (la cual redujo su demanda), el auge de la producción estadounidense de gas no convencional y un aumento en la capacidad de gas natural licuado (GNL) podrían perdurar más de lo que muchos piensan. Con base en la demanda proyectada en el Escenario de Nuevas Políticas, calculamos que el exceso, medido como la diferencia entre los volúmenes que actualmente se exportan y la capacidad total de gasoductos interregionales y plantas de exportación de GNL, sumó cerca de 130 mmmc en 2009; se prevé que pasaría de los 200 mmmc en 2011, para luego iniciar un declive gradual.

Este exceso mantendría la presión sobre los exportadores de gas para alejarse de la indexación con los precios del petróleo, principalmente en Europa, lo cual podría conducir a precios más bajos y mayor demanda de gas de lo proyectado, sobre todo en el sector eléctrico. En el largo plazo, la creciente necesidad de importaciones –en especial en China– muy probablemente impulsaría la utilización de esa capacidad. En el Escenario de Nuevas Políticas, el comercio de gas entre todas las regiones del WEO se expandiría cerca del 80%, de 670 mmmc en 2008 a 1190 mmmc en 2035. Más de la mitad del incremento en el comercio de gas sería de gas natural líquido (GNL).

Está a mano un cambio profundo en la forma en que generamos electricidad. Se espera que la demanda mundial de electricidad siga incrementándose más fuertemente que cualquier otra energía de uso final. En el Escenario de Nuevas Políticas, se proyecta que tenga un incremento del 2,2% anual entre 2008 y 2035, el 80% del cual se daría en países no miembros de la OCDE. En China, la demanda de electricidad se triplicaría entre 2008 y 2035. En los próximos 15 años se proyecta que China sume capacidad de generación equivalente a la capacidad actual total instalada en los Estados Unidos.

Globalmente, las adiciones de capacidad, para sustituir la capacidad obsoleta y satisfacer el aumento de la demanda, ascenderían a cerca de 5900 gigavatios (GW) en el período 2009-2035, es decir, el 25% más que la capacidad actual instalada; más del 40% de este incremento se realizaría antes de 2020.

La generación de electricidad está entrando en un período de transformación a medida que la inversión se destina hacia tecnologías con bajas emisiones de carbono, como resultado de precios más elevados de combustibles fósiles y políticas gubernamentales para aumentar la seguridad energética y limitar las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En el Escenario de Nuevas Políticas, los combustibles fósiles –sobre todo el carbón y el gas natural– siguen predominando, pero su participación en la generación total caería del 68% en 2008 a un 55% en 2035, conforme se expandan las fuentes nucleares y renovables. El cambio a tecnologías de bajas emisiones de carbono es particularmente notable en la OCDE. De manera global, el carbón sigue encabezando las fuentes de generación de electricidad, aunque su participación bajaría del 41% hoy en día al 32% en 2035.

Un gran incremento en la generación a base de combustión de carbón en los países no miembros de la OCDE se compensa parcialmente con una disminución en los países de la OCDE. La generación a base de combustión de gas aumenta en términos absolutos, principalmente en



a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

**INDURA**  
*Ultra Soft*



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026 - Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

los países no miembros de la OCDE, pero conservaría una participación estable en la generación mundial de electricidad de cerca del 21% en el período del *outlook*.

La participación de la energía nuclear en la generación se incrementaría sólo marginalmente, con más de 360 GW de nuevas adiciones en el período y una vida útil más larga para varias plantas. Globalmente, se proyecta que la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por unidad de electricidad generada se reduzca en un tercio entre 2008 y 2035, debido al cambio a la energía nuclear, el uso de energías renovables y otras tecnologías de bajas emisiones.

## Las renovables

El futuro de las energías renovables depende crucialmente del fuerte apoyo gubernamental. Las fuentes de energía renovables deberían desempeñar un rol central para conducir al mundo hacia un entorno energético más seguro, confiable y sostenible. El potencial es incuestionablemente amplio, pero la rapidez con que aumente su contribución para satisfacer las necesidades mundiales de energía depende sin duda de la solidez del apoyo gubernamental para hacer que las energías renovables sean competitivas en costos frente a otras fuentes de energía, y para impulsar los avances tecnológicos. La necesidad de apoyo gubernamental aumentaría si los precios del gas fueran menores a los asumidos en nuestro análisis.

Las mayores posibilidades para aumentar el uso de energías renovables en términos absolutos están en el sector de la electricidad. En el Escenario de Nuevas Políticas, la generación basada en energías renovables se triplicaría entre 2008 y 2035, y la participación de estos en la generación global de electricidad se incrementaría del 19% en 2008 a casi un tercio (igualando al carbón). El incremento se debe, en principio, a las fuentes eólica e hidráulica, aunque esta última domina en el período del *outlook*.

La cantidad de electricidad producida mediante celdas solares fotovoltaicas aumenta muy rápidamente, si bien su participación en la generación global alcanzaría apenas un 2% en 2035. La participación de energías renovables modernas en la producción de calor en la industria y los edificios se incrementaría del 10% al 16%.

El uso de biocombustibles aumentaría más de cuatro veces entre 2008 y 2035, por lo que cubriría el 8% de la demanda de combustible para transporte de carretera al final del período del *outlook* (en comparación con su 3% de hoy). Por lo general, las energías renovables son más intensivas en capital que los combustibles fósiles, de modo que la inversión requerida para proveer la capacidad extra de renovables es muy grande: la inversión acumulada en energías renovables para producir electricidad se calcula en 5,7 mil millones de dólares (del año 2009) en el período 2010-2035. Las necesidades de inversión son mayores en China, que encabeza la producción eólica y fotovoltaica y es uno de los principales abastecedores de equipo. Medio Oriente y África del Norte tienen un enorme potencial para el desarrollo a gran escala de la energía solar; no obstante, deben superar muchos desafíos de mercado, técnicos y políticos.

A pesar de que se prevé que las energías renovables se vuelvan cada vez más competitivas conforme los precios

de los combustibles fósiles aumenten y las tecnologías de renovables se desarrollen, el apoyo gubernamental debe ampliarse a medida que se eleve la contribución de aquellas a la mezcla de energía global. Calculamos que el apoyo de los gobiernos a la electricidad proveniente de energías renovables y a los biocombustibles totalizó 57 mil millones de dólares en 2009, de los cuales 37 mil millones fueron para las primeras.

En el Escenario de Nuevas Políticas, el apoyo total se elevaría a 205 mil millones de dólares (del año 2009), o un 0,17% del PIB global en 2035. Entre 2010 y 2035, el 63% del apoyo se destinaría a la electricidad basada en renovables. El apoyo medio por unidad de generación caería con el tiempo, de US\$55 por megavatio/hora (MWh) en 2009 a 23 US\$/MWh en 2035, a medida que los precios al por mayor de electricidad aumentan y sus costos de producción se reducen debido al aprendizaje tecnológico.

Esto no considera los costos adicionales de integrarlos a la red, lo cual puede ser significativo dada la variabilidad de algunas clases de energías renovables, como la eólica y la solar. El apoyo gubernamental a las renovables puede, en principio, justificarse por los beneficios económicos, ambientales y de seguridad energética a largo plazo que conllevan, si bien hay que prestar atención a la relación costo/eficacia de los mecanismos de apoyo.

Se espera que el uso de biocombustibles –combustibles para el transporte derivados de biomasa– siga incrementándose rápidamente durante el período proyectado debido al aumento en los precios del petróleo y al apoyo gubernamental. En el Escenario de Nuevas Políticas, el uso global de biocombustibles se elevaría de 1 mb/d hoy en día a 4,4 mb/d en 2035. Se prevé que los Estados Unidos, el Brasil y la Unión Europea sigan siendo los mayores productores y consumidores mundiales de biocombustibles.

Se supone que los biocombustibles avanzados, incluidos los de materia ligno-celulósica, entrarán al mercado hacia 2020, principalmente en los países de la OCDE. En la actualidad, los costos de producción de biocombustibles suelen ser más elevados que el costo del petróleo importado, por lo que se necesitan fuertes incentivos gubernamentales para hacerlos competitivos frente a los

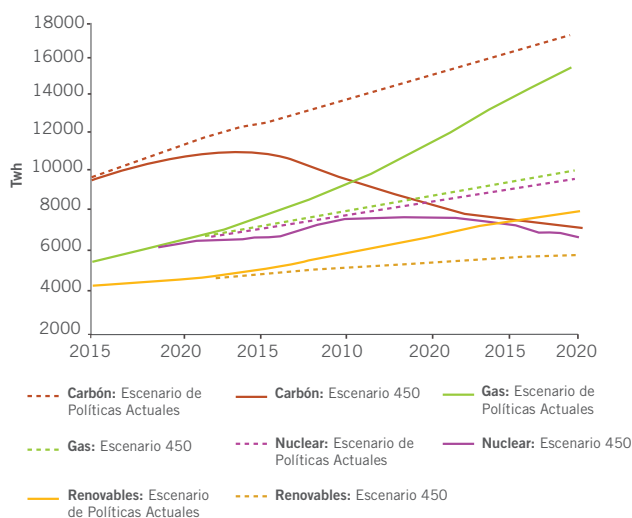


Figura 9. Generación eléctrica mundial por tipo y escenario



# Tecpetrol

Energía que crece

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

combustibles derivados del petróleo. En 2009, el apoyo global gubernamental fue de 20 mil millones de dólares, la mayor parte de los cuales provino de los Estados Unidos y la Unión Europea. Se proyecta que el apoyo se amplíe a cerca de 45 mil millones de dólares por año entre 2010 y 2020, y a unos 65 mil millones de dólares por año entre 2021 y 2035.

Es típico que el apoyo gubernamental eleve los costos a la economía en su conjunto. Sin embargo, también pueden ser significativos los beneficios, como la reducción de importaciones de petróleo y de emisiones de CO<sub>2</sub>; si se emplea biomasa sostenible y no resulta excesiva la energía fósil usada en el procesamiento de dicha biomasa.

## El Caspio

Liberar las riquezas energéticas del Caspio aumentaría la seguridad energética del mundo. La región del Caspio tiene el potencial para contribuir decisivamente a la seguridad energética en el resto del mundo al incrementar la diversidad de suministro de petróleo y gas. La región del Caspio alberga reservas sustanciales de petróleo y gas natural, las cuales podrían tener un incremento considerable en la producción y las exportaciones en las siguientes dos décadas.

No obstante, se espera que los obstáculos potenciales al desarrollo de tales recursos, principalmente las complejidades de financiar y construir infraestructura de transporte que atraviese varios países, el clima para la inversión y la incertidumbre sobre la demanda de exportación limiten en cierta medida esta expansión.

En el Escenario de Nuevas Políticas, la producción de petróleo del Caspio crecería firmemente, particularmente en los primeros 15 años del período proyectado; va de 2,9 mb/d en 2009 a un pico de cerca de 5,4 mb/d entre 2025 y 2030, para luego retroceder a 5,2 mb/d hacia 2035. Kazajistán aporta todo este incremento, de modo que ocuparía el cuarto puesto mundial en crecimiento de

volumen de producción hasta 2035 por debajo de Arabia Saudita, Iraq y el Brasil.

La mayor parte de la producción incremental de petróleo se destina a la exportación, que se duplicaría hasta alcanzar un pico de 4,6 mb/d poco después de 2025. También se proyecta que la producción de gas del Caspio se eleve notablemente de un estimado de 159 mmmc en 2009 a casi 260 mmmc en 2020, y a más de 310 mmmc en 2035. Turkmenistán y, en menor grado, Azerbaiyán y Kazajistán, liderarían esta expansión. Como sucede con el petróleo, se proyecta que las exportaciones de gas crezcan rápidamente y alcancen casi los 100 mmmc en 2020 y 130 mmmc en 2035, a diferencia de los menos de 30 mmmc de 2009.

El Caspio tiene potencial para cubrir una proporción significativa de las necesidades de gas de Europa y China, lo que mejorará su diversidad y seguridad energética.

Las políticas locales de energía y las tendencias del mercado, además de ser decisivas para el desarrollo social y económico del Caspio, influyen en las perspectivas mundiales al determinar los volúmenes de hidrocarburos disponibles para la exportación. Pese a las mejoras de los últimos años, la región sigue siendo altamente intensiva en uso de energía y refleja continuas y serias ineficiencias en la forma en que emplea la energía (legado de la era soviética), así como factores económicos climáticos y estructurales.

Si la región usara la energía tan eficazmente como los países de la OCDE, el consumo de la energía primaria en el Caspio se reduciría a la mitad. La rapidez con que se explote este potencial de uso eficaz de la energía depende en gran medida de las políticas gubernamentales, particularmente en relación con los precios de la energía (todos los principales países de la región del Caspio subsidian por lo menos una forma de energía fósil), la reforma del mercado y el financiamiento. En el Escenario de Nuevas Políticas, la demanda total de energía primaria en el Caspio se expandiría progresivamente durante el período del *outlook*, a una tasa media del 1,4% anual, siendo el gas el

## Reduzca el riesgo exploratorio y optimice al máximo su inversión

Proveemos a nuestros clientes el beneficio del know how y la innovación en procesamiento y reprocesamiento 2D/3D/4D, complementado con la Caracterización de Reservorios a partir de los datos sísmicos de reflexión, datos de perfiles de pozos y coronas. Contamos con software y hardware de última generación acompañados con 15 años de trayectoria local e internacional.

Procesamiento Convencional 2D-3D / PSTM / PSDM / Calibración de Pozos / Impedancia Acústica / Estimación de Densidad / Predicción de Porosidad / Volúmenes  $\mu\rho$ ,  $\lambda\rho$  / Impedancia Elástica / AVO

Oficinas en Buenos Aires:  
Lima 575 8th & 9th Floor, C1073AAK  
Buenos Aires, Argentina  
Phone: 5411 4381 9376  
Fax: 5411 4372 9376

Nuevas oficinas en Houston:  
9801 Westheimer Suite 302, Houston, TX 77042, USA  
Phone: 713 917 6719 / Fax: 713 917 6806  
exploration@dataseismic.com.ar



**DATA SEISMIC**  
Geophysical Services  
www.dataseismic.com.ar





## COMPAÑÍA MEGA S.A.

Ganadora del premio  
Iberoamericano a la calidad



Compañía Mega S.A. agradece a la Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad el otorgamiento del Premio Oro Iberoamericano de la Calidad 2008.

Asimismo reconoce muy especialmente el esfuerzo y la dedicación de su personal, que contribuyó significativamente para la obtención de tan relevante distinción.

BUENOS AIRES  
San Martín 344 piso 10  
Buenos Aires (C1004AAH)  
Tel.: (54-11) 4329-5876 / 5746  
Fax: 4329-5872 / 5731

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

PLANTA BAHÍA BLANCA  
Av. Revolución de Mayo s/n  
Puerto Galván (B8000XAU)  
Pcia. de Buenos Aires  
Tel.: (54-291) 457-2470 / Fax: 457-2471



 **MEGA**  
COMPAÑÍA MEGA S.A.

combustible predominante. Kazajistán y Turkmenistán tienen las tasas más rápidas de crecimiento en el uso de energía, lo que refleja su mayor crecimiento económico.

Las promesas de Copenhague son, en conjunto, mucho menos ambiciosas que la meta global. Los compromisos que los países anunciaron bajo el Acuerdo de Copenhague para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero se quedan cortos, en conjunto, respecto de lo que se requiere para encaminar al mundo hacia la meta del Acuerdo de limitar el aumento de la temperatura global en 2 °C.

Si los países llevan a cabo estos compromisos con cautela, tal como asumimos en el Escenario de Nuevas Políticas, el aumento de la demanda de combustibles fósiles seguirá incrementando las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía durante el período proyectado.

Esta tendencia haría casi imposible lograr la meta del 2 °C, ya que las reducciones necesarias de emisiones después de 2020 serían demasiado elevadas. En ese escenario, las emisiones globales continuarían aumentando durante el período proyectado, si bien la tasa de crecimiento disminuiría progresivamente.

Las emisiones alcanzarían casi 34 gigatoneladas (Gt) en 2020 y más de 35 Gt en 2035 –un incremento del 21% sobre el nivel de 2008, de 29 Gt–. Los países no miembros de la OCDE concentran todo el aumento proyectado de las emisiones mundiales; las emisiones de los países de la OCDE llegarían a un máximo antes de 2015 y luego comenzarían a disminuir. Tales tendencias resultarían en una concentración de gases de efecto invernadero por encima de 650 ppm CO<sub>2</sub>-eq, lo que implicaría un aumento de temperatura probable de más de 3,5 °C a largo plazo.

La meta de 2° C sólo se puede lograr con una implementación vigorosa de los compromisos en el período hasta 2020 y a partir de entonces, con esfuerzos mucho mayores. De acuerdo con expertos en clima, para tener oportunidades viables de lograr la meta se necesitaría estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en un nivel no mayor de 450 ppm CO<sub>2</sub>-eq. El Escenario 450 describe de qué manera podría evolucionar el sector de la energía de cumplirse este objetivo. Supone la implementación de medidas para atener los límites más ambiciosos que los rangos anunciados bajo el Acuerdo de Copenhague y una implementación más rápida de lo asumido en el Escenario de Nuevas Políticas del retiro de subsidios a los combustibles fósiles acordado por el G-20.

Estas acciones disminuyen de forma significativamente más rápida las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía. En el Escenario 450, las emisiones alcanzarían un pico de 32 Gt justo antes de 2020 y luego descenderían a 22 Gt hacia 2035. Tan sólo diez medidas para reducir las emisiones en cinco regiones –los Estados Unidos, la Unión Europea, Japón, China y la India– resultan en casi la mitad de las reducciones de emisiones durante el período del *outlook* que se requieren en este escenario en comparación con el Escenario de Políticas Actuales.

Mientras que asignar un costo al carbono en los sectores eléctrico e industrial es esencial para las reducciones de emisiones en los países de la OCDE y, a largo plazo, otras grandes economías (los precios de CO<sub>2</sub> alcanzarían de 90 a 120 dólares por tonelada en 2035), la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles es fundamental

para mitigarlas en el Medio Oriente, Rusia y parte de Asia. La participación del sector de generación de electricidad en las emisiones globales caería del 41% hoy en día al 24% en 2035, encabezando así la descarbonización de la economía global. Por contraste, la participación del sector del transporte se elevaría del 23% al 32%, ya que es más costoso reducir sus emisiones rápidamente que en la mayoría de otros sectores.

Reducir las emisiones lo suficiente para lograr la meta de 2 °C requeriría una transformación de largo alcance del sistema global de energía. En el Escenario 450, la demanda de petróleo llegaría a su pico justo antes de 2020 con 88 mb/d, sólo 4 mb/d por arriba de los niveles actuales, y disminuiría a 81 mb/d en 2035.

Aun así, hay necesidad de construir una nueva capacidad de 50 mb/d para compensar la caída en la producción de los campos existentes, pero el volumen de petróleo que debe descubrirse y desarrollarse a partir de nuevas fuentes hasta 2035 es de sólo dos tercios de lo planteado en el Escenario de Nuevas Políticas, lo cual permite a la industria petrolera evitar el desarrollo de algunos de los futuros proyectos más costosos y sensibles para el ambiente.

La demanda de carbón llegaría a su pico antes de 2020 y hacia 2035 volvería a los niveles de 2003. Entre los combustibles fósiles, la demanda de gas natural es la que menos se ve afectada, aun cuando también llegaría a su pico antes de que finalice la década de 2020. Las energías renovables y la nuclear constituyen una porción significativa en la mezcla, pues duplicarían su participación actual al 38% en 2035.

La proporción de energía nuclear en la generación total se incrementaría cerca del 50% sobre los niveles actuales. La generación basada en renovables es la que más aumentaría, ya que alcanzaría más del 45% de la generación global, dos veces y media más que hoy. La energía eólica avanzaría a casi el 13%, mientras que la participación combinada de energía solar fotovoltaica y energía solar por concentración superaría el 6%.

La captura y el almacenamiento de carbono (CAC) juegan un importante papel en la reducción de emisiones en el sector eléctrico: en 2035, la generación procedente de plantas que usan carbón y cuentan con CAC superaría a la de plantas de carbón que carecen de dicha tecnología; unas tres cuartas partes de la generación con CAC sería en plantas que queman carbón. Los biocombustibles y los vehículos avanzados también desempeñarían un rol mucho mayor que en el Escenario de Nuevas Políticas.

En 2035, unos 70% de las ventas globales de autos para pasajeros serían de vehículos avanzados (híbridos, híbridos de conexión y autos eléctricos). La seguridad energética global se vería fortalecida ante la mayor diversidad de la mezcla de energías.

## El caro fracaso de Copenhague

El fracaso de Copenhague nos ha costado al menos un billón de dólares.

Aun si los compromisos del Acuerdo de Copenhague se implementaran por completo, las reducciones de emisiones que se necesitarían después de 2020 costarían más que si se hubieran propuesto objetivos más ambiciosos y



**KAMET**<sup>®</sup>  
CALZADO de SEGURIDAD

# Un paso adelante, hacia la 4<sup>o</sup> generación.

Transitando el camino, seguimos siempre adelante.

- Nos comprometemos con la mejora continua y la satisfacción del cliente
- Renovamos imagen
- Construimos un nuevo edificio
- Ampliamos capacidad productiva
- Desarrollamos nuevos productos
- Incorporamos tecnología

**Kamet, empresa y productos con pasado, Kamet empresa y productos con futuro**



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



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

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

producto argentino

más adelantados en el tiempo. Las reducciones de emisiones que esos compromisos deberían arrojar hacia 2020 son tales que a partir de entonces se necesitarían reducciones mucho mayores a fin de encaminarse al logro de la meta de 2 °C. En el Escenario 450 del *outlook* de este año, el gasto adicional en tecnologías de energía de bajas emisiones de carbono (inversión empresarial y gasto de los consumidores) ascendería a 18 billones de dólares (del año 2009) más que en el Escenario de Políticas Actuales en el período 2010-2035, y cerca de 13,5 billones más que en el Escenario de Nuevas Políticas. El gasto adicional comparado con el Escenario de Políticas Actuales para 2030 es de 11,6 billones de dólares, casi 1 billón de dólares más de lo que calculamos el año pasado.

Además, el PIB global se reduciría un 1,9% en 2030, en comparación con el estimado del año pasado de 0,9%. Estas diferencias se explican por las reducciones más grandes y rápidas de las emisiones que se requieren después de 2020, causadas por la más lenta transformación del suministro y uso de la energía en el período previo.

## Alcanzarlo aún es (casi) posible

Sin duda, la naturaleza moderada de las promesas para reducir las emisiones de GEI bajo el Acuerdo de Copenhague ha hecho menos probable el logro de la meta de 2 °C. Alcanzar esta meta requeriría un esfuerzo fenomenal en cuestión de políticas por parte de los gobiernos del mundo. Un indicador de la magnitud de dicho esfuerzo es la tasa de disminución de la intensidad de carbono –la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por dólar del PIB– que se necesitaría en el Escenario 450.

La intensidad tendría que caer entre 2008 y 2020 a una tasa anual del doble de lo que bajó entre 1990 y 2008; entre 2020 y 2035 la tasa tendría que ser casi cuatro veces mayor. La tecnología que existe hoy podría permitir tal cambio, pero la tasa de transformación tecnológica sería inaudita. Además, hay serias dudas sobre la implementación de los compromisos para 2020, ya que una buena cantidad de ellos resultan ambiguos y bien podrían interpretarse de una manera mucho menos ambiciosa de lo asumido en el Escenario 450. Varios países, por ejemplo, han propuesto rangos de reducciones de emisiones, o han fijado objetivos con base en la intensidad del carbono o la energía y/o una línea base de PIB que difiere de lo que suponen nuestras proyecciones.

En general, estimamos que la incertidumbre vinculada con estos factores equivale a 3,9 Gt de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2020, o cerca del 12% de las emisiones proyectadas en el Escenario 450. Es de vital importancia que estos compromisos se interpreten con la mayor firmeza posible y que se adopten y ejecuten compromisos mucho más fuertes después de 2020, si no antes. De lo contrario, es probable que la meta de 2 °C se vuelva inalcanzable.

## Pobreza energética

La miseria energética del mundo en vías de desarrollo requiere acciones urgentes. A pesar del creciente uso de energía en el mundo, muchos hogares pobres en los

países en desarrollo aún no disponen de los servicios de energía modernos. Las cifras son estremecedoras: calculamos que 1400 millones de personas –más del 20% de la población mundial– carecen de acceso a electricidad y que otros 2700 millones –cerca de 40% de la población mundial– continúan con el uso tradicional de biomasa para cocinar.

Peor aun, nuestras proyecciones indican que el problema persistiría a largo plazo: en el Escenario de Nuevas Políticas, 1200 millones de personas aún no contarían con electricidad en 2030 (la fecha de la meta propuesta de acceso universal a los servicios modernos de energía), y el 87% de ellas vivirá en áreas rurales. La mayoría de estas personas habitarán en el África subsahariana, la India y otros países asiáticos en desarrollo (excluida China). En el mismo escenario, el número de personas que continúan con el uso tradicional de biomasa para cocinar crecería a 2800 millones en 2030, el 82% de las cuales en áreas rurales.

Dar prioridad al acceso a servicios modernos de energía puede ayudar a acelerar el desarrollo social y económico. La Meta de Desarrollo del Milenio de la ONU de erradicar la pobreza extrema y el hambre antes de 2015 no se alcanzará, a menos que se realice un avance sustancial en la mejora de acceso a la energía. Para lograr la meta, se requerirá proveer de energía a otros 395 millones de personas y proporcionar tecnología moderna no contaminante para cocinar a otros mil millones. Para cumplir la meta mucho más ambiciosa de conseguir acceso universal a los servicios modernos de energía antes de 2030, será necesario un gasto adicional de 36 mil millones de dólares por año.

Esto equivale a menos del 3% de la inversión global en infraestructura para el suministro de energía proyectada en el Escenario de Nuevas Políticas hasta 2030. El incremento que resulta en la demanda de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> sería moderado: en 2030, la demanda global de petróleo sería menos del 1% más alta, y las emisiones de CO<sub>2</sub> apenas 0,8% más altas en comparación con el Escenario de Nuevas Políticas. A fin de acercarse al logro de cualquiera de estas metas, la comunidad internacional debe reconocer que la situación proyectada no es aceptable, comprometerse a efectuar el cambio necesario y establecer objetivos e indicadores para supervisar los adelantos.

El índice de Desarrollo de Energía que se presenta en el último informe del World Energy Outlook podría ser una base para definir los objetivos y su seguimiento. Se necesita un nuevo marco financiero, tecnológico e institucional, así como fortalecer la capacidad en los niveles local y regional. No bastan las palabras, sino que es indispensable actuar desde hoy. Se puede, y se debe, lograr esa meta. ■

*World Energy Outlook 2010, Executive Summary © OECD/IEA (Spanish version)*

125 Válvulas 30" a 36" # 600



Ampliación gasoductos: Obra Norte / Sur 2006-08, Gija I,  
Trampas Scrapper y Gasoducto YPF Escobar.

Valvulas, Actuadores y Paneles: 100% Industria Argentina   
100% WENLEN

PRODUCTOS PARA GAS, PETRÓLEO, PETROQUÍMICA E INDUSTRIA EN GENERAL.  
[www.wenlen.com](http://www.wenlen.com) | [ventas@wenlen.com](mailto:ventas@wenlen.com) | Tel.: + 54 11 4666-0969  
Estrada 180 (1661) Bella Vista Pcia Bs As



# Panorama energético mundial

## La continuidad del petróleo

Todas las diatribas, todos los pronósticos alrededor del petróleo, van ineludiblemente unidos a su continuidad como el más importante de los combustibles y, aunque suene obvio, por su parte, esto se ve afectado al tiempo que le queden a las reservas mundiales.

Sin embargo, el informe de la Agencia Internacional de la Energía, el WEO 2010 (World Energy Report por sus siglas en inglés) relativiza el eterno debate del “*peak oil*” acerca de si estamos o no en el final de la era del petróleo convencional. Admite que es un recurso finito y que, cuando se haya extraído la mitad del petróleo que alguna vez pueda ser recuperado, –se habrá entrado en la irreversible declinación– técnica y económicamente.

Sin embargo, agrega, no hay que perder de vista la multiplicidad de factores que inciden para llegar al punto en que esos recursos puedan alcanzar al agotamiento. Allí, oferta y demanda arrojan la variable clave, es decir, el precio. “La capacidad disponible para producir petróleo depende de las inversiones realizadas con anterioridad”, dice.

Y explica que a su vez las decisiones tomadas por las compañías sobre cuánto y dónde invertir se ven afectadas por una serie de factores, entre ellos el precio en relación al costo, y que este, por su parte, es el resultado del balance oferta-demanda, “más allá de las fluctuaciones a corto plazo que pueden tener tanto que ver con los mercados financieros como con los *fundamentals*”.

Otra interpretación errónea, asegura el informe, es creer que existe una cantidad fija de recursos transformables en reservas. “Sólo tenemos una vaga noción de cuán grande es ese número”, explica, ya que, además, su recuperación depende de la tecnología –aunque esta está mejorando constantemente– y del precio, que tiende a subir, más cantidad de petróleo podrá ser recuperado de manera rentable. Como ejemplo, cita el informe anual de 2008 según el cual, un aumento de apenas el 1% en el factor de recuperación promedio en los campos existentes sumaría más de 80 millones de barriles a las esperanzas de recursos recuperables.

Además, agrega, la media estimada que usamos para proyectar la producción “no incluye todas las áreas del mundo” y aun si el crudo convencional llegara al *oil peak* en el futuro cercano, los recursos de gas natural y de hidrocarburos no convencionales son, en principio, “lo suficientemente grandes como para mantener el total de la producción de petróleo por varias décadas”.

Claramente la producción global de petróleo caerá algún día, insiste la agencia, pero eso será determinado por factores tanto de oferta como de demanda. Y aventura a pronosticar el *oil peak* antes de 2020 para el escenario en que todo evoluciona sin cambios, o “no antes de 2035” si se introducen cambios de responsabilidad con el cambio climático. En general, la publicación pone sobre los gobiernos de los países y sus políticas energéticas buena parte de la responsabilidad sobre la continuidad del petróleo. Cuanto más débil sea la respuesta de los gobiernos al cambio climático, aumentará el riesgo de escasez de petróleo, dice, y más alto será el costo económico para los países consumidores.

De hecho, la IEA aduce que la única manera de que la demanda de hidrocarburos disminuya sin que la causa sea una recesión o algún tipo de restricción, es que la eficiencia energética aumente. Y eso es lo que depende de las políticas gubernamentales. En cambio, la inmovilidad sólo llevará a que la demanda de petróleo crezca, junto con su precio, y junto con la vulnerabilidad a las interrupciones de la oferta (como ahora podría darse si los actuales conflictos en países como Libia tienen consecuencias en el aprovisionamiento) y, en definitiva, el medio ambiente se verá afectado.

Acerca de las consecuencias por la inestabilidad política que conmueve a Medio Oriente, es cuestión de obser-

var cómo evoluciona y si afectará o no a los precios y al aprovisionamiento. Naturalmente, al tratarse de un fenómeno tan reciente, el informe no ha podido mencionarlo. Sí ha habido declaraciones confusas desde la misma agencia energética: su director ejecutivo Nobuo Tanaka ha dicho a la prensa que si los 100 dólares por barril continúan en 2011, se creará el mismo nivel de crisis que en 2008; pero poco después, Fatih Birol, su director económico, ha salido a tranquilizar al público afirmando que hay reservas suficientes como para que no sobrevenga un desabastecimiento.

En todo caso, todo esto confirma lo que asegura la WEO 2010 Factsheet, que “la era del petróleo barato se acabó”, aunque este seguirá siendo el combustible dominante en el *mix* energético primario hasta 2035. De todas formas, dentro del *mix* de fuels, señala, su uso puede disminuir si los precios siguen subiendo y los gobiernos toman medidas de eficiencia. Por ejemplo, la demanda de carbón subiría hacia 2020 pese a que su uso tiene penalidades económicas por alta emisión de CO<sub>2</sub>, incluso en la Unión Europea, que tiene una directiva para erradicarlo en 2012, pero donde la crisis la obliga a usarlo (caso de España), al igual que la energía nuclear.

Por último, el informe estima que si bien las inversiones mundiales en el *upstream* van a regresar, nunca recobrarán el terreno perdido ni volverán a niveles de 2009, antes de la gran crisis. El presupuesto para *upstream* tanto para petróleo como para gas crecerá un 9% (hasta unos 470.000 millones de dólares) en estos meses; pero en 2009 había caído el 15%.

Es que, como afirmó a *Petrotecnia* el consultor en energía y colaborador del IAPG Ing. Eduardo Fernández, “mejora el panorama macroeconómico mundial, pero algunos aspectos de la situación plantean señales de alarma sobre las posibilidades de esa recuperación y presentan dudas sobre el rescate de algunos países”. El nivel de los precios de crudo “es causa de la dilación en la recuperación europea y una amenaza en la lucha contra la recesión, a pesar de todo sigue existiendo cierto escepticismo acerca del papel que el petróleo juega en la economía global”.

La proyección de los precios del WTI para el período enero-diciembre de 2011 se calcula en la banda de los U\$S 80 a los U\$S 100 por barril, dice, “pero el problema más grave para la estabilidad económica no es el precio en sí mismo sino la volatilidad que muestra y la rapidez con que se modifica el precio de referencia”. La velocidad de las subas y bajas dificultará la acomodación de las economías nacionales.

En la Argentina, por caso, estimó que se continúa apostando a la participación mayoritaria de los hidrocarburos en su matriz energética, y que eso marca una clara tendencia para el largo plazo. “Por los próximos 10 años o más, la energía fósil seguirá siendo la piedra angular de la oferta energética: el ingreso de energías renovables, no convencionales y los nuevos aportes nucleares ciertamente producirán una disminución de la proporción que hoy tienen los hidrocarburos en la matriz primaria, pero no los van a desplazar por un largo tiempo” asegura el experto. ■



# Panorama energético mundial

## El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático

Extracto de la presentación “Energía y cambio climático:  
¿por qué el gas está en el foco de atención?”  
del Lic. Eduardo Calvo, Director del Observatorio de Inversiones  
del Instituto de Estrategia Internacional (IEI).  
Colaboró Lic. Alonso P. Ferrando, Director de Proyectos

La discusión sobre el cambio climático y la mejor manera de hallar una trayectoria positiva que dé respuesta a las diferentes demandas energéticas y de sustentabilidad es un desafío que por ahora parece superar las capacidades políticas de actuación colectiva. Así ha quedado de manifiesto en los últimos Acuerdos de Cancún. Y el gas tiene reservado un papel fundamental, como coinciden la International Gas Union (IGU) y la IEA (International Energy Agency)



En el dilema cambio climático-respuesta a la demanda energética, es conveniente situarse en una perspectiva que balancee la relación entre el escepticismo y la necesidad. El cambio estructural es que entre 2000 y 2015 la participación en el PIB mundial de los PIB combinados de los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón pasará del 56% al 40%. En ese período, el PIB de China pasará de representar del 7% al 16% del PIB mundial.

Esta realidad implica que los países en desarrollo deben encontrar una forma de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Una de las dificultades es que los mecanismos de mercado existente, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), así como los que se proponen (por ejemplo los sectoriales) han sido cuestionados en su eficacia.

Además, la trayectoria de la producción del petróleo convencional estaría llegando a un techo en los próximos años. Hay un consenso: la era de energía barata llegó a su fin en el siglo XXI.

En esta situación, el gas se ha posicionado en el foco de la atención, no sólo porque se lleva mejor con el medio ambiente que el carbón o el petróleo, sino que se lo percibe como un puente que permitiría atenuar los efectos del cambio climático mientras se llega a un acuerdo en el marco de las Naciones Unidas (ONU). Por otra parte, da tiempo a que otras energías alternativas y nuevas tecnologías maduren.

El presente documento busca identificar los detalles del debate que está dando a lo interno la IGU, teniendo en cuenta la revalorización de las reservas no convencionales y en especial en la forma en que IGU plantea los diferentes escenarios: IGU Expert e IGU Green para el año 2030.

Aunque el IGU Green –el deseable– asume la imposición de un costo global para el carbono o un impuesto gradual equivalente, el documento demuestra que debido a la actual práctica de formación de precios, esto sería muy difícil de lograr. Pero la gran conclusión es que, pese a todas las dificultades, el desarrollo del gas y de una nueva industria del gas es la trayectoria más firme emergida como una solución-puente para permitir ganar tiempo para que se logren soluciones al problema del calentamiento global. Sobre el aporte decisivo del gas, existe coincidencia entre el IGU y la IEA.

## El contexto

### Los desafíos estructurales

El cambio climático obliga a realizar una eco-reestructuración que requiere de una acción colectiva mundial y decisiones políticamente sensibles en los países. Por ejemplo, los pueblos quieren energía barata, segura, limpia y para todos. Por su parte, los gobiernos quieren seguridad energética y que las políticas sobre adaptación y mitigación al cambio climático no afecten su gobernabilidad y desarrollo.

La participación en el PIB mundial (en PPP) de los Estados Unidos, la Unión Europea (UE) y Japón combinados entre el 2000 y el 2015 se reducirá del 56% al 40% mientras que China pasará de 7% al 16% y el resto, del 37% al 44%.

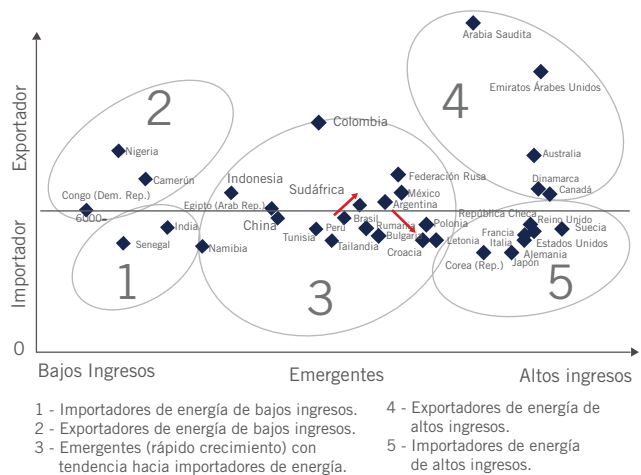


Figura 1. Matriz de intereses estratégicos y los actores decisivos.

Fuente: World Energy Council 2009

Al mismo tiempo, los recursos disponibles de energía convencional tienen una trayectoria hacia la declinación: el tope de producción del petróleo sería alcanzado en 10/20 años (en un escenario optimista), mientras que el del gas convencional, antes del 2050. El agotamiento de las reservas de carbón varía según las estimaciones, desde el 2065 al 2150 aproximadamente.

Y el consumo de dichas reservas con los actuales patrones implicaría un incremento en la atmósfera de GEI tal, que elevaría la temperatura a niveles insostenibles.

### El Protocolo de Kyoto y los Acuerdos de Cancún

El Protocolo de Kyoto, en 1997, estableció el compromiso de reducir las emisiones de GEI en un 5,2% por debajo de los niveles de 1990 para los países industrializados (“del Anexo 1”). Estos compromisos son jurídicamente vinculantes respecto del período 2008-2012. Para ello, se fijaron tres mecanismos de mercado para lograr estos objetivos:

1. Mecanismo de Implementación Conjunta: un país industrializado del Anexo 1 invierte en proyectos de reducción de GEI en otro país industrializado del Anexo 1.
2. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): un país industrializado del Anexo 1 invierte en proyectos de reducción de GEI en países en desarrollo (o llamados “no del Anexo 1”).
3. Comercio Derechos de Emisión: países “Anexo 1” que emitieron menos unidades de las comprometidas, pueden venderlas a otros países “Anexo 1” (comercialización de derechos de emisión).

Los Acuerdos de Cancún, de diciembre de 2010 superaron lo alcanzado en Copenhague (COP) aunque no representaron nuevos compromisos cuantitativos de reducción de emisiones para los países industrializados. Se acordaron nuevos compromisos cualitativos para los países en desarrollo: y aunque se logró recuperar la confianza en el proceso político de negociación debilitada en Copenhague; no se definió la continuidad de Kyoto, que obligaba

hasta 2012. Entre otras razones, por la presión de Japón, Canadá y Rusia para dejarlo caer, por la falta de compromisos de los Estados Unidos y China.

Al menos se creó un Fondo Climático Verde (FCV) para administrar la ayuda de los países desarrollados, un paquete de “arranque rápido” de 30.000 millones de dólares estadounidenses (US\$) para 2010-2012 y otro de “largo plazo” de US\$ 100.000 millones anuales hasta 2020. Asimismo, se fijaron lineamientos en temas de interés (financiamiento; transparencia; MDL; deforestación y degradación forestal; transferencia de tecnología; etc.) para tener compromisos vinculantes para la próxima cumbre en Durban (Sudáfrica) en noviembre de 2011.

Reiterando lo ya expresado al comienzo, el cambio climático obliga a realizar una eco-reestructuración que requiere una acción colectiva mundial y decisiones políticamente sensibles en los países (ver figura 1).

### Los mecanismos de mercado en discusión

Los mayores desafíos para los países en desarrollo son: la presión para que asuman compromisos cuantitativos en base a mecanismos de mercado, la preocupación sobre la efectividad en cuanto al volumen de reducción de emisiones logrado por el MDL de Naciones Unidas y la disminución del interés en el mencionado MDL.

Entre otras críticas, se dijo que había evidencia de que muchos proyectos MDL no redujeron emisiones “adicionales”, ya que si no, el proyecto habría sido llevado a cabo en ausencia del MDL, por lo que no debería computarse como una reducción de emisiones y se criticó la metodología utilizada para cuantificar la reducción de emisiones. Además, se recordó la existencia de otros mecanismos no-ONU como los mecanismos sectoriales de acreditación (MSA) para reducir emisiones en los sectores intensivos en carbono en los países en desarrollo (PED).

Una versión de estos MSA que suscita interés son los llamados “Objetivos Sectoriales Sin Pérdida” (o *Sectoral No-Lose Targets –SNLT–* en inglés), propuestos como una forma de proveer de incentivos para que los PED reduzcan sus emisiones como parte de un acuerdo climático internacional, ya que posibilitarían que estos pasen de ser proveedores de créditos de carbono a países que adopten objetivos de reducción de emisiones al tiempo que generan ingresos a través de la venta de créditos internacionales.

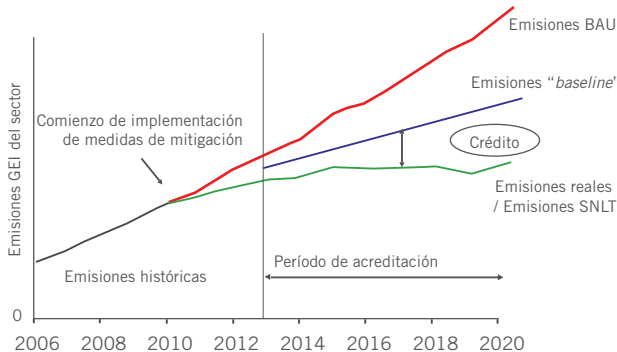


Figura 2. Cómo trabajan los SNLT

Se critica también que el mecanismo no es vinculante y no aplica sanción si no se reducen las emisiones reales del sector por debajo de la línea de base de acreditación.

En general, en los MSA, la línea de base se establece a un nivel de tendencia, denominado “*business as usual*” (BAU), mientras que en los SNLT se establece un nivel de reducción de emisiones inferior al del BAU.

Mientras algunos consideran que los MSA y su versión SNLT pueden ser una buena opción alternativa al MDL para los países en desarrollo en el marco post-2012, otros afirman que estos mecanismos tampoco son una opción atractiva para determinados sectores (transporte). Y la polémica continúa.

Y mientras se discute sobre cómo desarrollar mecanismos de mercado para reducir las emisiones aceptables por todos, se va consolidando el consenso de que una alternativa para manejar la transición es el desarrollo y la promoción del uso de gas natural para la generación de energía.

### El gas natural

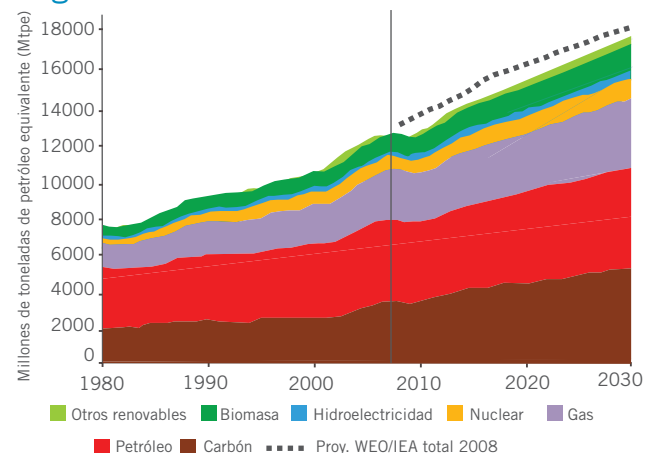


Figura 3. Evolución de la demanda de energía primaria (DEP) global por tipo de combustible (1980 – 2030)

Fuente: “World Energy Outlook 2009”. International Energy Agency

### El carbón y su importancia vigente

Como puede verse en la figura 3, el carbón aún mantiene su importancia en la matriz energética mundial y es una alternativa que incrementa su participación o, como mínimo, la mantenga. Esto sucede sobre todo en China y la India y explica muchas de las posiciones políticas de los actores decisivos en el debate sobre cambio climático dentro del marco de la ONU.

Porque si bien ha habido mejoras de la eficiencia en el uso de nuevas tecnologías, no parece que tecnológicamente tengan la fuerza suficiente como para desplazar al carbón de manera definitiva. Además, las inversiones realizadas han permitido el aumento en la eficiencia del uso de carbón. Como dato de interés, a pesar de que China es el principal productor mundial de carbón (2,96 bn tons en 2009) y sus reservas son mayores a los 115 bn tons, ha dejado de ser exportador neto para pasar a ser importador neto (representa más del 20% del comercio mundial del carbón por mar) porque necesita energía.

Sin embargo, el gas natural es una opción mucho más aceptada, incluso por la opinión pública.



## ¿POR QUÉ ESTARÁN QUEMANDO DINERO?

En pozos petroleros, en lugar de quemar el gas lo usamos para bombear el petróleo desde el pozo hasta la terminal. Esta es la clase de pensamiento práctico que le brindará a Ud. un mejor retorno de la inversión. Vea qué podemos hacer 17.000 de nosotros a través del mundo, en [wartsila.com](http://wartsila.com)

[WARTSILA.COM](http://WARTSILA.COM)



**WÄRTSILÄ**

## El gas natural ¿mejora el medio ambiente?

El gas tiene menor contenido de dióxido de carbono que el petróleo y el carbón. Como consecuencia, su consumo implica menor volumen de carbono en el medio ambiente.

El gas es más limpio al quemarse, respecto del carbón y otras fuentes energéticas y contamina menos el aire. Por ello, su uso se potencia en conglomerados urbanos (para la calefacción y la cocina).

El gas necesita menos combustible para generar la misma cantidad de energía. Es decir, ayuda a mejorar la calidad de los productos y la competitividad en varias industrias.

El gas se utiliza para la generación de electricidad, y cada vez más se utilizan turbinas altamente eficientes de ciclo combinado (CCGT). Una consecuencia inmediata es una menor emisión de CO<sub>2</sub>.

Contaminante	Gas natural	Petróleo	Carbón
CO <sub>2</sub> (Dióxido de Carbono)*	117.000	164.000	208.000

Figura 4. ¿Cómo contaminan los combustibles fósiles? (en libras de contaminantes en el aire, producidas cada mil millones de Btu de energía producida). Fuente: Energy Information Administration

## Lo que sucedió entre 1980 y 2006

El crecimiento económico mundial hizo aumentar la DEP global y la DEP de gas natural, este último principalmente basado en la generación eléctrica.

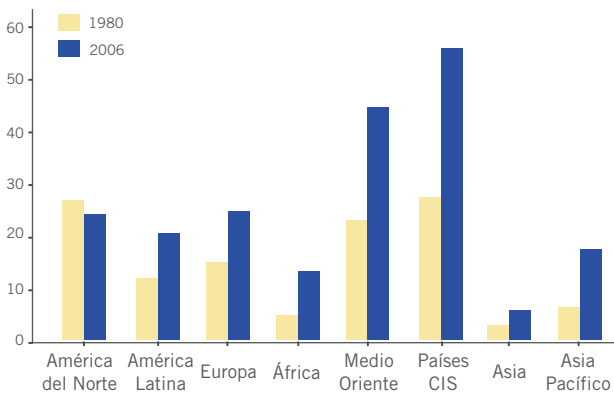


Figura 5. Gas natural en DEP global Fuente: International Energy Agency

DEP global 1980/2006: + 1,9% anual  
DEP de gas natural 1980/2006: + 2,5% anual  
Participación del gas natural en DEP 2006 por regiones:  
Participación del gas natural en DEP Global: 1980 17%; 2006 21%.

## ¿Qué sucederá en 2030?

Los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) seguirán dominando la DEP hasta 2030. En gas natural, la generación de energía será el principal demandante.

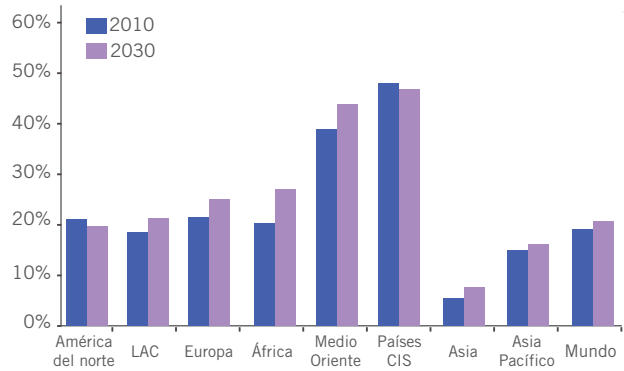


Figura 6. Gas natural en DEP global Fuente: 24th World Gas Conference

DEP global 2010/2030: + 1,4% anual  
DEP de gas natural 2007/2030: + 1,6% anual  
Participación del gas natural en DEP 2010/2030 por regiones  
Participación del gas natural en DEP global: 2006 21%; 2030 23% (petróleo cae del 33 al 30%)

## Impulsores del crecimiento de la demanda de gas natural

Varias razones del ámbito económico, político y social, favorecen la creciente demanda de gas natural. Los medioambientales cobran cada vez más importancia: (ver tabla en página 38 siguiente).

## Los impulsores (drivers) más importantes en el crecimiento de la demanda de gas natural

**A. El gas to power (generación eléctrica):** es un impulsor crucial de gas natural debido a la alta eficiencia de transformación de este: necesita menos combustible por unidad de energía entregada; menor capital invertido y menor plazo de construcción de las CCGT respecto de plantas de petróleo y/o carbón; la entrega es fácil y continua y evita una infraestructura de almacenaje, por lo que necesita poco mantenimiento además de contar con una manipulación limpia.

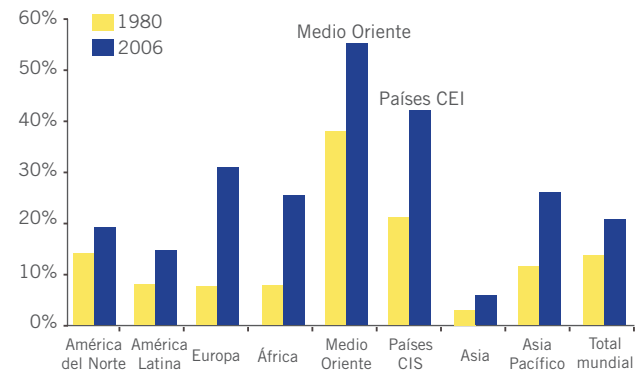


Figura 7. Penetración del gas natural en la generación eléctrica Fuente: International Energy Agency (histórico) e IGU (proyección)



- **Tecnologías de Perforación**
  - **Adición de Reservas**
  - **Mayor Recuperación**

- Más de 860 secciones de pozos perforados con nuestra Tecnología **CASING DRILLING™**.
- Más de 10.000.000 de metros de Tubería de Revestimiento (Casing) corridos con nuestro Sistema Automatizado **CDS™ (Casing Drive System™)**.
- Más de 800 Top Drives **TESCO®** trabajando alrededor del mundo.
- La Flota de Renta de Top Drives más importante de la Industria.
- Servicios de Post Venta las 24 hs., los 365 días de año en más de 25 países.

**Si busca agregar valor a sus operaciones,  
la solución es **TESCO®**.**

**TESCO® en Latinoamérica:**

HQ Latinoamérica: (+54) 11-4384-0199  
Argentina / Chile / Bolivia: (+54) 299-445-0710  
Brasil: (+55) 22-2763-3112  
Colombia: (+57) 1-2142607  
Ecuador / Perú: (+59) 32-2239-295  
México: (+52) 993-187-9400  
Venezuela: (+58) 261-792-1922

*The Drilling Innovation Company™*

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



Principales impulsores	Cómo afectará la demanda del gas natural. Factores limitantes
Crecimiento poblacional	El crecimiento poblacional afecta la demanda total de energía y de gas. Requiere, asimismo, fuertes inversiones en exploración, producción, transmisión y distribución.
Crecimiento económico	La aceleración en el crecimiento económico de Asia incrementará el consumo de energía/gas en la región.
Altos precios de la energía/gas	El alto costo de la energía (incluyendo el gas) puede contribuir a una reducción en el crecimiento económico, pero incentivaría inversiones en nuevas tecnologías, lo cual tendría un potencial impacto en todos los mercados, especialmente los mercados emergentes ( <i>peak demand</i> ).
Estabilidad regulatoria y fiscal	La inestabilidad regulatoria y fiscal afectaría las inversiones en infraestructura requeridas. Los cambios en los regímenes impositivos y las interferencias en las fuerzas del mercado pueden afectar todos los elementos de la cadena de valor.
Balance oferta-demanda	Períodos de aprovisionamiento y de estrechez en la capacidad pueden incrementar los precios y la volatilidad. Esto conduce a respuestas de tipo político-regulatorias a fin de mejorar la seguridad de aprovisionamiento y quizás, a controlar el precio de mercado, lo que puede afectar la inversión.
Aspectos medio-ambientales / cambio climático Precios CO <sub>2</sub>	Los compromisos globales para regular emisiones de GEI incrementarán la demanda de combustibles limpios, como el GN. Por otra parte, la estructura de precios diseñada para mejorar la eficiencia energética y proveer incentivos a las energías renovables aceleraría los cambios en las matrices energéticas.
Mayor control medio-ambiental	Mientras el cambio climático es, en general, un factor que puede aumentar el interés por el gas contra la competencia de otros combustibles fósiles (carbón), la implementación de políticas inadecuadas puede aumentar los costos, retrasar la infraestructura y reducir la calidad del financiamiento al sector.
Transición hacia un mundo de energía renovable	El aumento en la dependencia de combustibles renovables puede llevar a esfuerzos de combinar un servicio de GN con renovables para desplazar la intermitencia solar y eólica (gas híbrido/sistemas renovables). El gas es el puente ideal de aprovisionamiento de energía renovable. Asimismo, la tecnología para mejorar la confianza en energía renovable y/o permitir guardar energía en forma más efectiva podrá reducir la necesidad del gas.
Desarrollo de la cadena de valor del gas	Los países que tengan la infraestructura de almacenamiento, transformación y distribución adecuada y hayan realizado las inversiones en las tecnologías adecuadas, verán reducir sus costos y desventajas de escala en el desarrollo de su cadena de valor.

Cuenta con una alta disponibilidad de forma permanente, por penetración en redes de distribución y aumento del transporte de larga distancia; y requiere de un menor precio relativo por políticas domésticas favorables. Además, tiene una baja emisión de poluyentes (sulfuros, etc.).

El sector más dinámico de la demanda de gas natural seguirá siendo la generación eléctrica o *power* con 1,7 Tm<sup>3</sup> en 2030, es decir 2,5% anual de crecimiento respecto de 2006. En consecuencia, el consumo total de *power* alcanzaría al 39% de la demanda total de GN en 2030, en lugar



**Crear en el país  
Invertir en su futuro  
Crecer con nuestra gente.**

Estos son los principios que en Medanito nos guían desde hace casi 20 años. Conocemos la Patagonia Norte y sus posibilidades, por eso hoy podemos decir que hemos completado el círculo del negocio energético, sumando a la exploración y explotación de hidrocarburos, nuestra nueva planta de generación eléctrica en base a gas propio. Creemos por que buscamos superarlos cada día en nuestras actividades: explorando perforando, montando plantas, generando electricidad, preservando el medio ambiente, plantando álamos y cuidando a nuestra gente, en definitiva invirtiendo para el futuro de nuestro país.



Alfonsina 771 - (C1087AAK)  
Ciudad de Buenos Aires -  
Argentina  
Tel. (54 11)-5355-8100  
www.medanito.com.ar

*Hay un universo en donde la energía lo atraviesa todo.  
**Bienvenido a Petrobras.***



**Petrobras.** Energía en todo lo que hacemos.

**PETROBRAS**

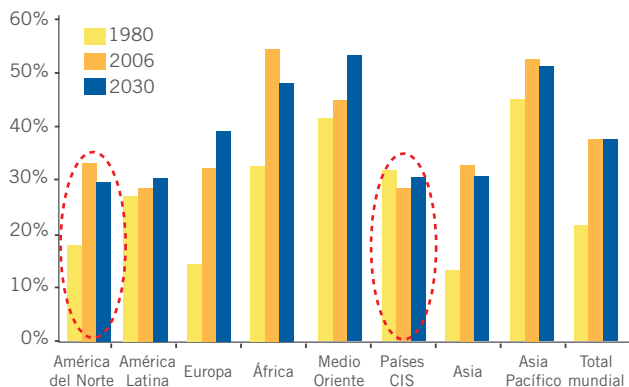


Figura 8. Demanda de gas natural para *power*

del 35% de 2006. En muchas regiones (ver figura 8), se espera que la demanda de gas natural para *power* crezca a un ritmo superior al global de la DEP de gas natural. Las excepciones son América del Norte y los países CEI (CIS en inglés) por una mínima caída, lo que indica que las demandas en la industria y residencial crecerán más rápido.

**B. Drivers políticos del gas natural:** las políticas de gobierno han influido directa e indirectamente en el incremento de la demanda de GN en las últimas décadas. Existen grandes diferencias entre esas políticas según países y regiones, y pueden ser identificadas por una o más de las siguientes categorías:

- Políticas de apoyo a la seguridad energética y diversificación de fuentes de energía y/o productores.
- Políticas que estimulan la producción/exploración local y/o regulan inventarios de petróleo.
- Políticas que subsidian los sistemas de distribución y transporte o mejoran conexiones bilaterales con países productores vecinos.
- Políticas que estimulan la eficiencia en la transformación y en el consumo final.
- Políticas con objetivos ambientales (políticas de aire limpio para reducir la lluvia ácida y la polución del aire, o políticas relacionadas con el clima).
- Políticas como la privatización/liberación de los mercados de energía de la Unión Europea, que llevan a incrementar el uso de gas natural para *power* (especialmente en el Reino Unido, España e Italia) y atraen un amplio rango de nuevos actores hacia estos mercados liberados, que tienen en cuenta las ventajas económicas y ambientales que ofrecen las turbinas CCGT.

## Las reservas de gas natural

¿Qué pasa con las reservas de gas natural? Estas se dividen en convencionales y no-convencionales.

### a) Convencionales

Existen reservas probadas por 6534 trillones de pies cúbicos (tcf), es decir, producción garantizada hasta 2030. La "ratio" producción/reservas se mantiene en 60/65 años. Existe una alta concentración regional (Rusia, Irán y Qatar con el 55% del total de reservas mundiales). Esto conlleva riesgos de abastecimiento. Y ante la madurez de

muchos de los campos usuales, las nuevas reservas convencionales resultan de muy difícil acceso y ubicación.

### b) No convencionales

Su extracción es relativamente nueva comparada con la del gas convencional, pero algunas de sus variedades ya son parte de la matriz:

- **Shale gas:** son rocas porosas que contienen gas. Alta presencia en América del Norte, hay reservas estimadas de 15.563 tcf. En 2030, el 55% del gas de los Estados Unidos provendrá del *shale* (según la AIE 2010).
- **Tight gas sand:** gas en arenas compactas. Existe una alta concentración en los Estados Unidos, Rusia y China.
- **Coal bed methane:** es metano en capas de carbón. Con mucho potencial en Asia, África y Australia, dado que se requiere utilizar mucha agua para su extracción, está sujeto a las regulaciones de cada país.
- **Gas hydrato:** son hidratos de carbono, tienen mucho potencial de desarrollo para después de 2030. Las reservas mundiales de gas convencional son de un total de 6.534 tcf.

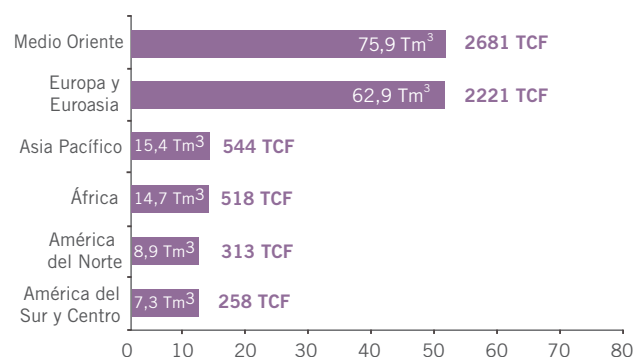


Figura 9. Gas convencional: distribución geográfica probada de las reservas mundiales (en tcf y su equivalente en m³) al 2008

Fuente: BP "Statistical Review of World Energy. June 2009"

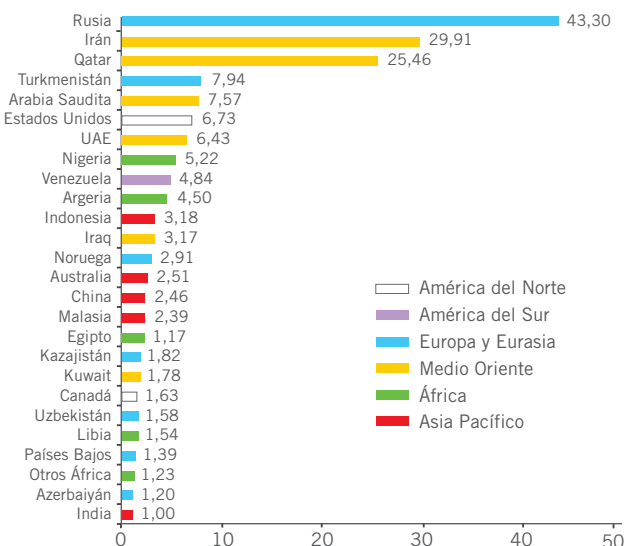


Figura 10. Reservas de gas convencional por países con más de 1 trillón de m³ al 2008



**PODER  
EXPERIENCIA  
FLEXIBILIDAD**



# Waukesha



Ruta 22, km 1234, esq. Av. De los Constituyentes 8316  
Plottier, Neuquén  
Tel./Fax: +54-299-4937900  
ventas.argentina@exterran.com

## Escenarios para el desarrollo del gas natural

Pensando a futuro, existen dos escenarios para 2030, según la International Gas Union (IGU): el IGU Expert o Exp, y el IGU Green.

El primero se caracteriza porque mantienen las actuales políticas de mitigación y adaptación, prevé un consumo creciente de gas natural con nuevas instalaciones en industrias y generadores de energía; un aumento acompañado de consumo de energía renovables y de carbón; y mayores emisiones totales de CO<sub>2</sub> (un 34% más para 2030), incompatible desde todo ángulo con la necesidad de reducción de GEI.

El segundo, el IGU Green, incluye una fijación de un precio al carbono emitido por los distintos combustibles fósiles o de un impuesto a estos; como consecuencia se reduciría el uso de carbón y con ello, las emisiones de CO<sub>2</sub> (el -12% para 2030). Se trata de una solución sustentable para la reducción firme de emisiones de GEI.

### i- El IGU Expert

En este escenario IGU Expert, de mantenerse el crecimiento económico a largo plazo y un establecimiento de la seguridad energética mediante el desarrollo de mercados locales e internacionales, las emisiones de CO<sub>2</sub> crecerían de 28 Bt en 2006 a 41 Bt 2030.

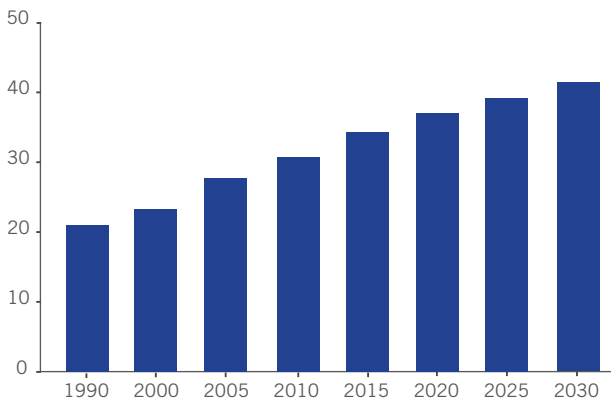


Figura 10. IGU Expert: Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Bt) 1990-2030  
Fuente: International Energy Agency (histórico) IGU (proyección)

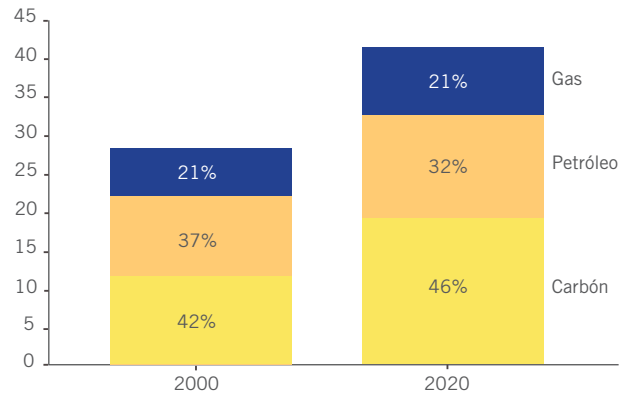


Figura 11. Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Bt) por combustible  
Fuente: IGU 2009

No se contribuiría a reducir el cambio climático ni el daño ambiental y la DEP global crecería al 1,5% anual entre 2006 y 2030, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> lo harían al 1,6% anual, esto refleja que la participación de los combustibles en las emisiones variaría de la siguiente manera:

- La del carbón crecería del 42% al 46%.
- La del gas natural se mantendría en el 21%.
- La del petróleo caería del 37% al 32%.

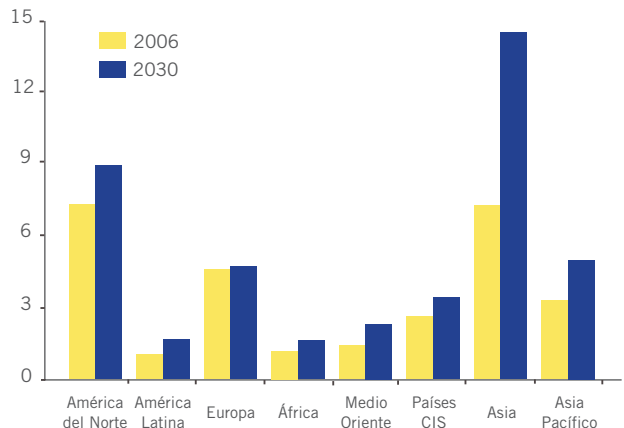


Figura 12. Emisiones de CO<sub>2</sub> por regiones 2006-2030 (en Bt)  
Fuente: IGU 2009

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

**VYP**  
CONSULTORES S.A.

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

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

Teléfono  
(54-11) 5352-7777

Fax  
(54-11) 5256-6319

website  
www.vyp.com.ar

email  
info@vyp.com.ar

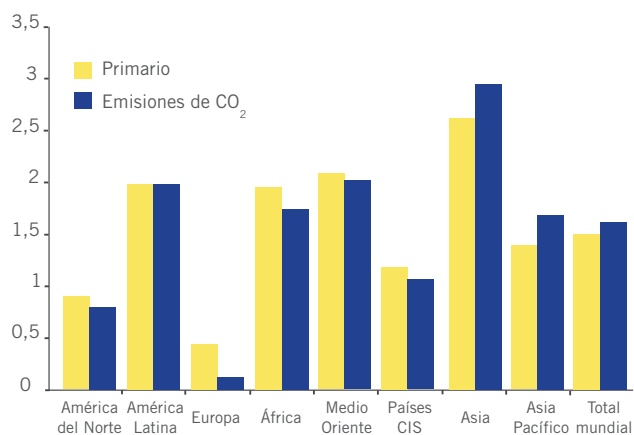


Figura 13. DEP y emisiones de CO<sub>2</sub> en porcentaje de crecimiento anual 2006-2030  
Fuente: IGU 2009

Análisis de las emisiones por regiones: el mayor incremento en valor absoluto de las emisiones de CO<sub>2</sub> se produciría en el mundo en desarrollo. Se destaca Asia, cuyas mayores emisiones de CO<sub>2</sub> son alimentadas por el incrementado uso del *large coal* en China y la India.

Los porcentajes de incremento más importantes de emisiones de CO<sub>2</sub> también se producirían en el mundo en desarrollo, con Asia en primer lugar, seguida por Asia Pa-

Figura 12. El escenario IGU Expert

MUNDO		2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda primaria de energía	Mtoe	9.888	11.286	11.565	12.382	13.674	14.724	15.685	16.525
Demanda total de gas	Bcm	2.427	2.777	2.820	3.088	3.419	3.762	4.069	4.331
- Residencial/comercial	Bcm	626	691	698	740	807	864	906	944
- Generación de energía	Bcm	573	970	1.039	1.102	1.222	1.357	1.467	1.592
- Automotriz	Bcm	3	8	9	18	32	42	52	59
- Industrial/otra	Bcm	731	1.098	1.075	1.228	1.358	1.499	1.644	1.736
Producción de gas	Bcm	2.526	2.790	2.953	3.242	3.608	3.891	4.178	4.415
Emisiones de CO <sub>2</sub>	Mt	22.658	28.098	28.300	30.914	34.424	37.056	39.439	41.556

Mto = Millones de toneladas de petróleo equivalentes Bcm = Billones de metros cúbicos Mt = Millones de toneladas métricas

Fuente: IGU 2009

**Antares Naviera S.A.**

**Desarrollo, Tecnología e Innovación**  
Para el país. Y hacia todo el mundo.

*Development, Technology and Innovation  
To our country and towards the world.*

Boulevard 547 / Piso 21 / C1106ABG / Buenos Aires / Argentina  
Tel. (54-11) 4317-8400/8421 / Fax (54-11) 4317-8403  
www.antaresnaviera.com / info@antaresnav.com.ar



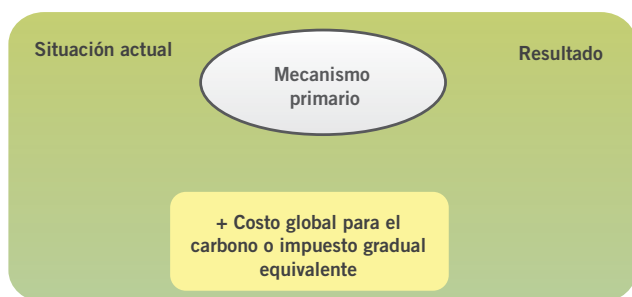
cífico, regiones que concentran las mayores emisiones del mundo en desarrollo. Allí el crecimiento es el de la DEP.

Como conclusión: el escenario IGU Expert muestra que, aun con una mayor presencia de gas natural en la matriz energética, el nivel creciente de las emisiones de CO<sub>2</sub> es insostenible por efecto de una mayor influencia de las emisiones originadas por el carbón.

## ii. El IGU Green

Ante un escenario IGU Expert que no brinda una solución sustentable que disminuya las emisiones de CO<sub>2</sub>, habrá que analizar cuál es el planteo de la industria del gas, así como la decisión global que permita reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> sin comprometer los objetivos de crecimiento económico y de seguridad energética.

La respuesta esquemática es la siguiente:



MUNDO		2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda primaria de energía	Mtoe	9.888	11.286	11.565	12.382	13.637	14.275	14.965	14.991
Demanda total de gas	Bcm	2.427	2.777	2.820	3.018	3.438	3.908	4.363	4.760
Emisiones de CO <sub>2</sub>	Mt	22.658	28.098	28.300	30.914	33.018	32.204	30.861	27.198

Fuente: IGU 2009

En el escenario IGU Expert, las emisiones de CO<sub>2</sub> crecerían un + 34%.

<b>2010</b>	<b>2030</b>
30.914 Mt	41.556 Mt

En el escenario IGU Green, las emisiones de CO<sub>2</sub> bajarían un -12%

<b>2010</b>	<b>2030</b>
30.914 Mt	27.198 Mt

### Comparativa de ambos escenarios

En el IGU Green, la DEP deja de crecer para el 2020 y se mantiene por debajo de los 15 Btoe, esto es, un 10% menor al IGU Expert. Y si bien esta reducción no parece demasiado importante, la composición porcentual de los combustibles utilizados en ambos escenarios sí lo es:

Combustible	IGU Expert	IGU Green
Renovable	12%	26%
Carbón	30%	14%
Gas natural	23%	28%

Estos resultados confirman que prevalece la penetración conjunta del combustible fósil menos contaminante

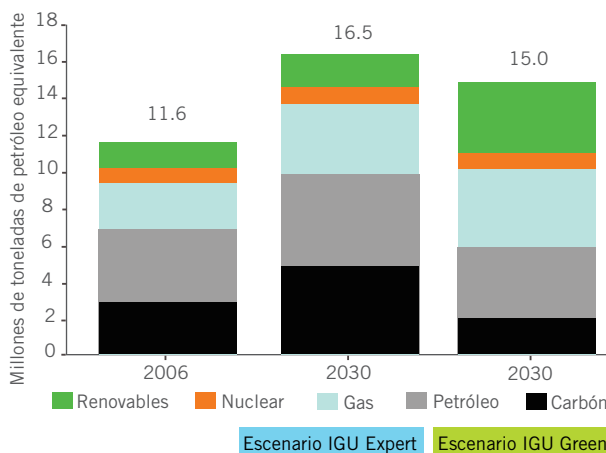


Figura 13. Evolución de la DEP y de los combustibles por escenario en Btoe (billones de toneladas de petróleo equivalente)

Fuente: IGU 2009

(28%) y de los renovables (26%), donde el gas natural estaría cumpliendo con el doble rol de “puente” y “complemento” de los renovables.

Se ve también que las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario IGU Green comienzan a disminuir entre 2015 y 2020.

Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en 2030, se proyectan en 27 Btons, es decir un 35% inferiores a las del IGU Expert,

y con tendencia decreciente. Con la aplicación de políticas adecuadas, es posible alcanzar un resultado sustentable.

El escenario IGU Green confirma que con una mayor penetración de gas natural en la matriz energética, combinada con energía renovable, se puede lograr la estabilización del consumo global de energía y colocar las emisiones de CO<sub>2</sub> en un nivel descendente.

## Los precios

### La realidad de cómo se fijan los precios en el mercado del gas natural

Antes de poder siquiera tener en cuenta estos escenarios, sin embargo, es importante saber que existe otra realidad influyente: la del establecimiento de los precios en el mercado del gas natural.

El precio del gas natural, ya sea en el comercio internacional y en los mercados domésticos al por mayor, generalmente es establecido:

- 1) en los mercados del gas a nivel local;
- 2) mediante contratos indexados por combustibles competidores (petróleo crudo o sus derivados);
- 3) o por el gobierno o la autoridad reguladora pertinente.



TRANSPORTADORA  
DE GAS DEL NORTE S.A.



1810-2010  
BICENTENARIO  
REVOLUCIÓN DE MAYO

Somos la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión para todo el centro y norte de la Argentina.

Imaginate la distancia que separa Buenos Aires de Nueva York.

Esa distancia representa los 8.704 km de gasoductos que operamos actualmente.



Lo imaginamos, lo logramos.



Variables Escenarios	DEP (Mill. de Tn. equiv. de petróleo por año)	Demanda de gas Bcm x año	Participación <i>gas share</i> en DEP (%) Tcf x año	Emisión CO <sub>2</sub> de todos los combustibles (Mill Tn. por año)	
IGU Expert 2030 (continuación de las actuales políticas)	16.500	4.300	153	23	41.600
IGU Green 2030 (acuerdo global y mayor costo del CO <sub>2</sub> )	15.000	4.800	168	28	27.200
Mundo (hoy)	12.000	3.000	106	21	30.000

Fuente: IGU 2009

DEP: Demanda de energía primaria

Figura 14. Principales variables proyectadas para 2030

Por ejemplo, el IGU Green se basa en un impuesto global. Sin embargo, por razones políticas y de instrumentación, es muy difícil su implementación. Concretamente, los mecanismos actuales para fijar los precios del gas natural son los siguientes:

- 1. Competencia *gas to gas*:** es el precio adoptado, sobre todo en mercados locales, de una canasta de precios de gas natural, entre los que puede incluirse también un precio de importación.
- 2. Indexación por precio del petróleo:** precio variable según una fórmula que toma en cuenta una canasta de precios de referencia aceptados por vendedor y comprador, que se aplica en contratos a largo plazo de varios años de duración. Es muy utilizado en mercados internacionales y regionales, aunque su importancia puede disminuir en la próxima década.
- 3. Regulación debajo del costo:** precio para el consumidor doméstico, que necesariamente está complementado por un subsidio explícito a la cadena del gas natural (normalmente al distribuidor del gas).
- 4. Regulación político-social:** acción del Estado que regula los precios en función de las posibilidades de pago del consumidor, los costos del productor y las propias necesidades del Estado (impuestos).
- 5. Regulación por costo del servicio:** precio fijado por el Estado de acuerdo a normas preestablecidas, que cubren el costo de abastecimiento incluyendo un retorno aceptado sobre las inversiones del productor/distribuidor.
- 6. *Net back* desde el producto final:** es el que paga el comprador del producto fijado debajo de otros combustibles competitivos, cuyo precio puede fluctuar fuertemente. En la práctica, se usan tres precios *net back* promedio correspondientes a consumidores actuales –con o sin capacidad de cambiar a otros combustibles– y a nuevos consumidores, seleccionándose la alternativa más barata corregida por diferencias de eficiencia, y costos de transporte y almacenaje.
- 7. Monopolio bilateral:** es el mecanismo de precios dominante en negocios entre estados de la ex Unión Soviética, en Europa Central y del Este, así como en mercados de gas no maduros con un proveedor dominante frente a uno o dos compradores importantes.

### Formación de los precios del gas convencional en el mundo

En la figura 15 pueden apreciarse los cinco mecanismos que fijan el 90% del precio del gas natural. Los primeros dos ítems, en los que influyen la indexación y la competencia, suman el 52%.

Mecanismos	2005	2007
1. Competencia <i>gas to gas</i>	32%	32%
2. Indexación por precio del petróleo	22%	20%
3. Regulación debajo del costo	23%	26%
4. Regulación político social	11%	9%
5. Regulación por costo del servicio	3%	3%
6. <i>Net back</i> desde el producto final	0%	1%
7. Monopolio bilateral	8%	8%

Figura 15. Evolución (participación) de los mecanismos formadores de los precios del gas natural 2005 y 2007

### La regulación de los últimos tres representa el 38%

La preponderancia de los mecanismos “competencia *gas to gas*” y con “regulaciones” refleja principalmente el dominio de la producción local que se consume también a nivel local.

### La distribución geográfica de los precios del gas natural por países o regiones

- En los últimos años, el Brasil, la Argentina, Malasia y Ucrania aplicaron regulaciones políticas.
- Cuando de la regulación resulta un precio menor al costo, surgen los subsidios.
- En las importaciones de LNG (GNL, gas licuado) de Japón, Corea, Taiwán, España y Europa Continental, prevalece el *gas to gas*.
- El *gas to gas* también es importante en América del Norte, Reino Unido, Australia y Europa Occidental.

En los mercados internacionales, se distinguen el monopolio bilateral (ocurre entre dos productores y consumidores; Rusia y Europa, países de Asia-Pacífico), la indexación o competencia, la indexación por precio petróleo (prevalecen los contratos a mediano y largo plazo, y, por lo tanto, todavía la mayoría están ligados a la evolución del petróleo) y la competencia *gas to gas* (precio adoptado de distintas cotizaciones de gas natural, a su vez no relacionadas con el petróleo). También participa el *gas to gas* tanto por gasoductos como por GNL, aunque en esta modalidad de transporte hay una tendencia hacia los precios *spot*, consecuencia lógica de la estructura modular de este sistema de comercialización.

### Evolución futura de los mecanismos de fijación de precios

***Gas to gas*:** América del Norte, Reino Unido, Australia y el noroeste de Europa no están dispuestos a cambiar

mientras se mantenga la confianza en la liquidez del mercado. La Comisión Económica Europea desea continuar con la presión sobre el *gas to gas*, pero el límite está en el desarrollo de las facilidades de operación, información de precios confiable y contar con todos los servicios comerciales, por lo que la evolución será lenta.

**Varios, con primacía de indexación por petróleo:** Europa Continental, Japón, Corea del Sur y Taiwán, es un mecanismo que permite a comprador y vendedor manejar su riesgo comercial, por lo que no es esperable su pronta desaparición.

**Subsidio de precios domésticos de gas natural:** en los países no-OECD, en especial los de Medio Oriente y Norte de África (productores de petróleo y gas natural). Es que aumentar los precios del GN puede hacer menos atractivas las inversiones en las industrias que lo utilizan. Cuando los países del norte de África y Medio Oriente comiencen a sentir el estancamiento de sus producciones locales, será la hora de comenzar las exportaciones e importaciones regionales, ya que el comercio internacional y regional no puede realizarse a precios subsidiados. Este mayor comercio podría incrementar la carga de subsidios en los países importadores, y eventualmente facilitaría el ajuste de los precios internos.

**Precios competitivos o regulación bajo el costo, según costo y gas to gas:** China y la India, por ejemplo, están en un proceso de ajuste de precios hacia niveles globales. Precios competitivos para clientes que pueden afrontarlos, y para el resto, aplican una mezcla de regulación debajo del costo, regulación basada en costo y competencia *gas-to-gas*, de este modo, gradualmente, se acercan a precios que estimulen los descubrimientos de yacimientos y hacen crecer la producción local.

En países pobres de Asia y América Latina, y países importadores de la CEI, hay regulación decreciente, como en China y la India, con distintos avances según el ritmo de crecimiento económico, la inflación y la percepción de cada gobierno. En Rusia: seguiría el mismo camino de

China, la India y América Latina, explotando su condición de gran productor y exportador mundial. Los bajos precios locales han sobreestimulado el consumo por lo que se limitaron los incentivos para invertir en nuevos yacimientos. Se busca incrementar los precios en los próximos 4/5 años para igualar los precios domésticos con los de exportación (*netback parity*) aplicándolos al comercio, a la industria y *power*. Se prevén complicaciones en el mercado interno ruso, no acostumbrado a esta indexación.

## Los desafíos para la industria del gas natural

### La industria del gas natural y el IGU Green

La industria del gas natural se encuentra abocada a lograr un mayor compromiso con el desarrollo sustentable, pero sin afectar el desarrollo en términos de abastecimiento de energía. Y a balancear el incremento de la demanda de energía con la imperativa necesidad de reducir los GEI.

El punto es cómo lograr este balance. Allí, la industria se propone una serie de ejes estratégicos:

**A.- Acceso:** facilitar y ampliar el acceso al gas natural en los principales países consumidores, focalizando en aquellos donde el carbón es el combustible dominante en generación eléctrica. Concentración en China, la India y los Estados Unidos.

**B.- Puente (*bridge*) al futuro:** el puente es necesario porque la transición a un sistema energético sustentable llevará décadas y mientras tanto, el gas natural proveerá el puente, que promoverá una mayor eficiencia en el uso final e impulsará el uso del gas natural en el transporte, la calefacción y en la generación eléctrica. Además, incorporará el biogas en la matriz energética.

**C.- Complementación con las renovables:** la generación eléctrica en base a las energías renovables

## Port of Houston - Puerto Deseado

- Drilling Systems, Masts/Sub-Structures & Well Servicing Rigs.
  - Drill Pipe, Drill Collars, Kelly, HWDP & Mud Motors - All Tubular Products in stock, NDT/API Inspected w/ Mill Certs.
  - Electrical Power Systems, AC/DC Motors, SCR Houses & Industrial Engines (CAT - MTU DD - CUMMINS).
  - Allison (5/6000s Oilfields Series), Blocks/Hooks, Swivels, Mud Tanks & Triplex Pumps (800/1300/1600hp) in stock.
  - Annular/Double RAM BOP (Hydril - Shaffer - Cameron). Accumulators & Choke Manifold Systems (API Certified).
- 
- Warehousing, Freight-forward and Export/Import Svs. (Facilities include a 14-acre Rig-up/Repair Yard in HOU).
  - Complete Intermodal Logistics (INLAND-RAIL-OCEANFREIGHT) EXW / CIF / FOB - PORT/PORT SVS.
  - Pre-Delivery Technical Inspections, QA/QC Procurement & Mechanical/Structural/Electrical Engineering Services.

Contact Sebastian Monsalve (281) 678-1260

### OK LEASING LATIN AMERICA

Asset Management | Logistics & Inspection Services (Since 1990)

Tampa FL 33782 - Houston TX 77066 Ph (713) 494-1700 Fax (713) 953-1284 - (813) 901-5470

smonsalve@compuserve.com

smonsalve@msn.com

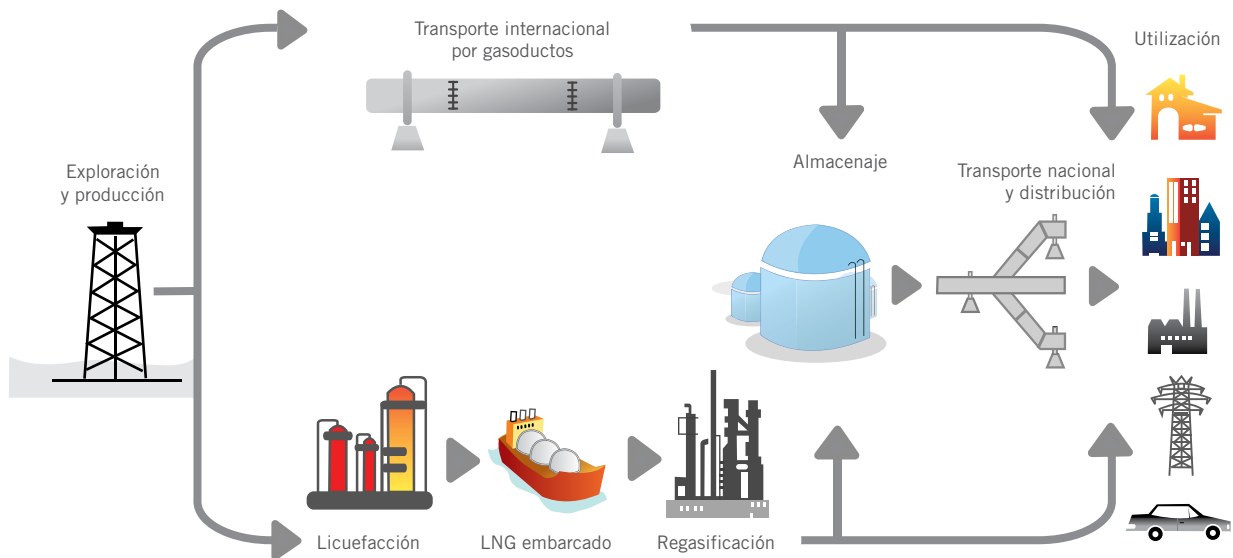


Figura 16: La cadena de valor de la industria del gas

como la eólica y la solar sólo puede alcanzar su máximo potencial si se las complementa con una alternativa de rápida respuesta cuando no hay viento y el sol no alumbra. El gas natural en turbinas de alta tecnología es el complemento para estas intermitencias que generan inversión en almacenaje de gas y redes inteligentes que, a su vez posibilita el uso complementario con energías renovables para la generación eléctrica.

**D.- Uso eficiente de todas las energías, incluido el gas natural:** la intensidad energética está disminuyendo en la mayoría de las economías (cantidad de energía para elevar un punto del PBI). La IEA atribuye a la mejora de la eficiencia la mitad de la reducción en las mayores economías. Los futuros escenarios se basan fuertemente en una continua reducción de la intensidad energética, sin la cual la reducción del carbón será casi imposible.

### Cómo la industria puede alcanzar el escenario IGU Green

Las maneras de llegar al mejor escenario posible comienzan por la **financiación e inversión**. En efecto, según la IEA (2008), la inversión destinada a infraestructura proveedora de energía en 2007-2030 será de 26,3 trillones de dólares. De este monto, el sector del gas recibiría unos 5,4 trillones de dólares. El nivel de inversión depende de los costos unitarios (precio del petróleo). La clave serán los mecanismos de precios que aseguren retornos positivos para el desarrollo del gas no convencional.

El factor **geopolítico**: la geopolítica no sólo afecta las decisiones sobre infraestructura y nuevos recursos, sino también la continuidad de la operación de rutas de abastecimiento existentes. El mundo atraviesa una etapa donde se desarrollan la interdependencia y el comercio del GN entre países productores y consumidores y, por ello, existe una preocupación por la seguridad de la producción y el abastecimiento. A medida que el mercado

del gas natural se vuelva más integrado globalmente, los eventos regionales podrán tener efectos globales. La preocupación es la concentración de reservas convencionales (61%) en pocos países: Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán y los Estados Unidos.

En cuanto a **tecnología e innovación**, a corto y mediano plazo, las presiones económicas limitarán los presupuestos de gobiernos y empresas en I+D relacionados con el gas natural, de tal manera que crecerán en línea con la inflación y permanecerán en el nivel de 0,5 a 1,0 % de la facturación (en el caso de las empresas). Aunque el gas natural sea reconocido como el hidrocarburo más limpio, el foco y los fondos disponibles asociados estarán dirigidos a las tecnologías renovables o "limpias". Sin embargo, será necesario desarrollar nuevas tecnologías en la explotación de reservas no convencionales y en la producción de GNS (Gas Natural Sintético) y en la gasificación del carbón, especialmente en los mercados donde las reservas convencionales están declinando.

Los recursos humanos serán igualmente críticos: este desafío plantea un problema estratégico de suma gravedad para el sector ya que se observa un faltante de recursos humanos altamente calificados en todos los niveles de la cadena de valor. El desbalance entre oferta y demanda de personal es de tal magnitud que se lo considera un serio problema a la capacidad de la industria para ejecutar sus proyectos en los próximos años.

Los 3 ejes que la nueva industria del gas atraviesa de manera horizontal son la complementariedad con las energías renovables, la transición a economías menos intensas en carbono y el ímpetu de los gobiernos por lograr la autosuficiencia energética.

Todo esto impulsará una reasignación de recursos financieros apoyada por la acción mancomunada de gobiernos, universidades e industrias. Se debe aprovechar la experiencia previa de la industria del gas natural para orientar las oportunidades de mercado, creando la nueva industria del gas que haga de puente hacia economías más limpias y descarbonizadas.



Alguien en quien poder confiar



DELGA S.A.I.C.Y.F.

**Equipamiento eléctrico para áreas clasificadas y no clasificadas**

**Ventas, Administración y Planta**

Sucre 1852 • (B1832EBL) • Lomas de Zamora - Prov. de Buenos Aires • Argentina

Tel: (05411) 4298-0184 Fax: (05411) 4298-1865 - [delgasa@delga.com](mailto:delgasa@delga.com)

Para más información: [www.delga.com](http://www.delga.com)

### Inversión proyectada en infraestructura del sector del gas 2007-2030

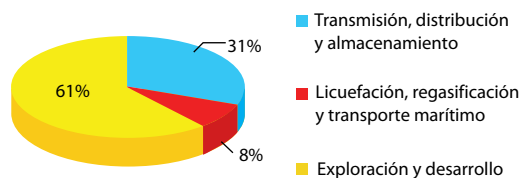


Figura 17. La inversión en gas  
Fuente: IGU 2009

## Conclusiones

- La IEA pronostica un aumento de la DEP. Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) seguirán teniendo una alta participación en la DEP, pero con tendencias diferentes: caída en la participación del petróleo (del 33% al 30%) y aumento en la participación del carbón (del 42% al 46%) y el gas natural (del 21% al 23%).
- La mayor participación en la economía mundial de los PIB de las economías emergentes implica una mayor complejidad de la discusión sobre cómo solucionar los problemas de cambio climático y sobre cuál será el nivel de contribución que deberá realizar cada país.
- El mayor uso de gas natural aparece como una tendencia firme puesto que, además de contaminar menos que el petróleo (-29%) y que el carbón (-44%), tiene ciertos atributos: mayor eficiencia, fácil y limpia manipulación, necesita menos infraestructura, tiene alta penetración en las redes de distribución, etc.; que lo posicionan como el combustible capaz de balancear el mayor incremento de la demanda de energía con la imperativa necesidad de reducir los GEI.
- Estas cualidades harían que la participación del gas natural en la generación eléctrica global se incremente desde el 35% en 2006 al 39% en 2030; demanda que estaría cubierta por las reservas convencionales de gas natural, que mantienen el ratio producción/reservas entre los 60-65 años, y por el desarrollo de las reservas

no tradicionales, cuyas estimaciones para el 2030 superarían a las tradicionales en un 138%.

- De los dos escenarios IGU para 2030, el IGU Expert basado en un statu quo en términos de políticas de mitigación/adaptación y de un uso aun mayor de gas natural en la matriz energética mundial, implica mayores emisiones de CO<sub>2</sub> en un 34%; mientras que el escenario “deseable” –el IGU Green– reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 12%. Esto presupone el desarrollo del gas basado en reservas no convencionales e incentivos para la reducción del uso del carbón. Sin embargo, este escenario IGU Green requerirá de una serie de acuerdos ya que para poder financiar el desarrollo del gas no convencional se demandarán ciertos precios mínimos que hagan rentable las operaciones.
- Dado este panorama de hechos, realidades, tendencias, proyecciones y políticas, se concluye que el gas natural sería la “solución puente” menos contaminante disponible mientras se desarrollan nuevas tecnologías; las energías renovables maduran y se logra un consenso sobre las políticas a aplicar sobre cambio climático.
- La clave será desarrollar una nueva industria del gas. ■

## Glosario

- Bcm:** Billion cubic meters (Billones de metros cúbicos).
- CCGT:** Combined Cycle Gas Turbine (Turbinas de Gas de Ciclo Combinado).
- CER:** Certificated Emission Reduction (Certificados de Reducción de Emisiones).
- CEI:** Comunidad de Estados Independientes (en inglés CIS “Commonwealth of Independent States”).
- CMNUCC:** Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
- CO<sub>2</sub>:** Dióxido de carbono.
- DEP:** Demanda de Energía Primaria.
- GEI:** Gases de Efecto Invernadero.
- GN:** Gas Natural (tanto “convencional” como “no convencional”).
- GNL:** Gas Natural Licuado.
- GNS:** Gas Natural Sintético.

**Lineal**

**Estudio Aduanero - Logística Integral  
Oil & Gas**

Customs Solutions  
Freight Solutions  
Trade Solutions



## TRABAJAMOS CON ENERGÍA

En base a la premisa de la mejora continua, nuestra compañía opera ininterrumpidamente desde 1993 alineada con los objetivos y las necesidades de cada uno de nuestros clientes.

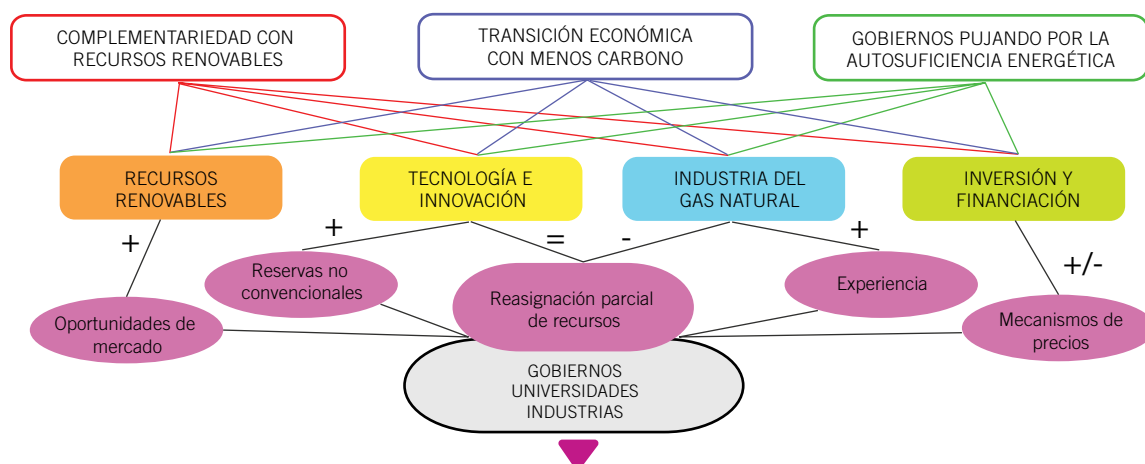
Somos una empresa de ingeniería, construcción y servicios con un alto grado de flexibilidad, compromiso y experiencia en la ejecución de obras de alta complejidad en el lugar que se requiera.

invertimos para crecer



ISO 9001  
ISO 14001  
OHSAS 18001





## La nueva industria del gas

Figura 18. Esquema de desafíos para la nueva industria del gas

**IGU:** International Gas Union.

**MDL:** Mecanismo de Desarrollo Limpio.

**MSA:** Mecanismos Sectoriales de Acreditación.

**Mt:** Millones de toneladas métricas.

**Mtoe:** Millones de toneladas de petróleo equivalente.

**Tm<sup>3</sup>:** Trillones de Metros Cúbicos.

**Tcf:** Trillions cubic feet (Trillones de Pies Cúbicos).

**SNLT:** Sectoral No-Lose Targets (Objetivos Sectoriales Sin Pérdida).

## Las renovables crecen, pero aún son caras

Las renovables han crecido rápidamente en las últimas décadas y cada vez son un componente mayor de la matriz de abastecimiento energético. Incluso la mayoría de los gobiernos –sobre todo los occidentales, aun con sus excepciones– han aumentado el respaldo a las energías verdes, al tiempo que se esmeran por publicar el esfuerzo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el uso de las renovables crecerá rápidamente hacia 2035 en todas sus versiones: eólica, solar, geotérmica, de biomasa y marina, entre otras. Para ello, entre 2010 y esa fecha, las inversiones en dólares de 2009 para producir electricidad no deberían bajar de los 5,7 trillones de dólares estadounidenses. Hasta China poco a poco ha pasado a liderar en cantidad de instalaciones de turbinas eólicas, así como en la venta mundial de esta tecnología, a mano con Alemania.

Un buen modelo de eficiencia es la Unión Europea, que no deja de tener presente esta preocupación. Por responsabilidad con el futuro, pero sobre todo, por los altos costos que le significa la importación de hidrocarburos (hasta ahora casi el 70% de lo que consume viene de afuera). Así es que en el borrador del “mapa de ruta para una economía baja en emisiones de CO<sub>2</sub> hacia 2050”, esbozado en la última cumbre, la UE asegura que para ese año recortará en un 25% las emisiones. Esto se suma al objetivo actual de disminuir el 20% según el índice de 1990, como se firmó en el Protocolo de Kyoto, además de aumentar el 20% del uso de las renovables y también incrementar la eficiencia en un 20%.

Para ello tiene cientos de proyectos, como el Desertec,

que implica recibir dentro de 10 años la energía solar y eólica de varias plantas instaladas en los desiertos al norte de África y Medio Oriente. El principal problema, por ahora, es que las renovables son caras. Francia anunció a finales de 2010 que el precio de las tarifas de electricidad deberían aumentar este año por este motivo. Para Electricité de France, el sobrecosto por las renovables en 2009 fue de unos 1600 millones de euros.

Otra buena opción son los coches eléctricos e híbridos, aunque según la 12.ª Encuesta Anual de la Industria Automotriz de KPMG de enero último, en el mundo los vehículos híbridos y eléctricos tendrán la mayor proporción de crecimiento durante los próximos cinco años aunque llevará tiempo que los consumidores se acostumbren. Y también desarrolla proyectos de captura de CO<sub>2</sub>, pero por ahora son sólo eso: mucha investigación.

Según la IEA, depende de los gobiernos, una vez más, tomar las decisiones y establecer las directivas tendientes a utilizar tecnologías que cuiden el ambiente, y no sólo por verse políticamente correctas.

### La Argentina triplicará su parque eólico

En el país, en tanto, la capacidad eólica instalada aumenta al 21% anual. La Ley de Fomento Nacional de 2006 obliga a que para 2016, el 8% de la electricidad provenga de estas fuentes para morigerar las 10 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> anuales que se emiten actualmente. Las tres decenas de proyectos de energía verde presentados hasta ahora necesitan 9000 millones de pesos de inversión para llegar a los 900 megavatios, según datos de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).



Nos llena de orgullo felicitar a YPF por el premio obtenido en su camino hacia el alto desempeño.

Accenture felicita a YPF por el primer premio a la Excelencia en Procesos, durante la 12° Cumbre Anual de Excelencia en Procesos (IPCO). Estamos orgullosos de haber formado parte del proyecto GOP, acompañándolos en su camino hacia el alto desempeño.

• Consulting • Technology • Outsourcing

**accenture**

*High performance. Delivered.*



# Perspectivas de la demanda energética global

Por **Jorge Castro**

Instituto de Planeamiento Estratégico (IPE)

**El crecimiento de las economías emergentes en el mundo ha causado una colosal transformación del uso de la energía; se abandonan las actividades de baja energía y se consolidan las de uso intensivo, lo que genera un enorme crecimiento del consumo de petróleo y demás energías fósiles**

**E**l mundo consume 15 teravatios de energía por año. Cada teravatio (TW) es igual a un trillón de vatios ( $10^{12}$  vatios) y también a mil gigavatios. Un gigavatio representa la capacidad de generación de una usina eléctrica basada en el carbón, o tres veces el poder de generación de la más grande usina nuclear del mundo.

El consumo energético mundial tiene un valor de seis trillones de dólares (precios de 2007); a grandes trazos, constituye el 10% del PBI global (65,8 trillones de dólares en 2007).

En los cinco años previos al verano de 2008, los precios del petróleo aumentaron el 370%; los del carbón, el 460%; y los del gas natural, el 120%<sup>[1]</sup>. Los precios de otras materias primas, como metales y alimentos, lo hicieron en la misma medida. La única vez desde la Segunda Guerra Mundial en que los precios subieron con semejante magnitud fue a principios de 1970.

En las economías avanzadas, el crecimiento económico sólo afecta de manera indirecta a la composición estructural del PIB y del empleo, y su efecto principal consiste en ampliar e intensificar el sector de servicios. No obstante, en las economías emergentes, el crecimiento ha provocado una transformación estructural nunca vista. Cientos de millones de personas han abandonado actividades de baja intensidad energética, como la agricultura, para trasladarse a las de uso intensivo de energía, como la construcción y la industria. Este proceso de industrialización es el que aumenta la intensidad energética de una economía en desarrollo.

El acelerado proceso de industrialización y urbanización en los mercados emergentes, especialmente en China y en la India, también ha modificado los estilos de vida de la población local. La movilidad y el traslado masivo se han incrementado y han generado un crecimiento en el consumo de petróleo y de demás energías fósiles. Estos cambios

desplazaron el crecimiento de la demanda fuera de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE): de hecho, todo el aumento neto en el consumo mundial de petróleo desde 1999 se ha originado fuera de los países de la OCDE.

El impacto ambiental de estos cambios es predecible: las emisiones mundiales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por el consumo de combustibles fósiles están aumentando. Luego de un período de crecimiento relativamente moderado, las emisiones de carbono se han acelerado de manera notable a finales del siglo xx, impulsadas por la creciente demanda de energía en las economías en desarrollo. Lo más importante es que la intensidad energética de carbono se ha incrementado en el plano mundial.

Desde 1970 hasta finales de 1990, las emisiones mundiales por unidad de energía consumida fueron en constante disminución. Sin embargo, a partir de 1999, las emisiones de CO<sub>2</sub> comenzaron a acelerarse. Este dato refleja la creciente proporción de carbón en el consumo energético de los países no pertenecientes a la OCDE. Desde el comienzo del siglo xxi, las emisiones de CO<sub>2</sub> se han incrementado el 2% a nivel mundial, pero más del 3% en el mundo emergente.

La demanda energética mundial se duplicará en los próximos veinte años. China/Asia representa actualmente el 30% de la demanda mundial, porcentaje que se elevará al 43% en 2030. Los treinta y dos países de la OCDE –encabezados por los Estados Unidos, los países de la Unión Europea y Japón– pasarán de 58% al 47%.

El informe del National Intelligence Council “Global Trends 2015” sostiene que Asia reemplazará a Norteamérica (Estados Unidos y Canadá) como la principal región consumidora de petróleo en los próximos diez años. Se estima que la demanda mundial de petróleo crecerá el 50% en los próximos treinta años y que, en 2015, se consumirán 100 millones de barriles diarios (frente a 86,5 millones este año).

La crisis mundial hundió la demanda de petróleo, que cayó 1300 millones de barriles/día en 2009 y 300.000 barriles/día en 2008<sup>[2]</sup>. Ahora crece el 1,8% y alcanza 86,5 millones de barriles diarios; la totalidad del incremento proviene de los países emergentes: en primer lugar, Asia y, allí, China.

## Crecimiento de la economía mundial

### Papel protagónico de los países emergentes: China, la India y el Brasil

La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que la economía mundial se multiplicará por cuatro hasta 2050 y prevé que el PBI de China y de la India será diez veces el actual al concluir ese período, medido en capacidad de compra doméstica (PPP).

El PBI mundial ascendió en 2009 a 70,2 trillones de dólares<sup>[3]</sup>. Esto significa que, en la previsión realizada por la AIE en su “*Energy Technology Perspectives 2008, in support of the G-8 Plan of Action, Scenarios & Strategies to 2050*”, el producto bruto del mundo alcanzará entonces 280,8 trillones de dólares en 2050.

También se prevé que el PBI combinado de China y la India alcanzará 100 trillones de dólares en cuarenta años. A este resultado se llega sumando el PBI chino (7,04 trillo-

nes de dólares) y el indio (2,9 trillones de dólares), y luego proyectándolos al año 2050.

### China y la demanda asiática

China dejó atrás a Japón en 2010 y se ha convertido en la segunda economía del mundo. Según el FMI, el producto nipón ascendía en 2009 a 5,08 billones de dólares (en valores constantes), en tanto que China superaba los 4,9 billones. El año pasado, China creció el 8,7% y, en el cuarto trimestre, trepó al 10,7%. Además, en el primer trimestre de 2010, aumentó el 11,9% a/a (año sobre año), y esa fue la tasa de crecimiento para ese año. Por su parte, Japón –previo a la actual catástrofe del tsunami y la emergencia nuclear– creció el 1,7% en 2009; y, en 2010, el PBI aumentó una cifra similar. Por eso, China representó, en 2010, la segunda economía del sistema mundial en dólares constantes, aunque en capacidad de compra doméstica (PPP) es ya el doble de la japonesa y la mitad de la estadounidense.

Las exportaciones chinas aumentaron el 17,7% en diciembre de 2009; y las importaciones, el 55,9%. Al mismo tiempo, sus exportaciones a la Unión Europea (UE) y a los Estados Unidos –sus dos principales mercados– descendieron en el último trimestre el 8,8% y el 15%, respectivamente. Pero, mientras caían sus ventas al G-7 (Grupo de los Siete: Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y Reino Unido), crecía en forma notable el comercio con los países del Sudeste Asiático y con el mundo emergente (Brasil), con un aumento del 20% en las exportaciones y un auge del 45% en las importaciones.

El resultado es que el intercambio con los Estados Unidos representó el 13,6% del comercio exterior chino, en tanto que sus transacciones con los diez países de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN, por su sigla en inglés) alcanzaron el 13,5% en 2009. La acentuación del comercio intraasiático –una de las tendencias centrales de la acumulación mundial desatada por la crisis– se aceleró a partir del 1.º de enero de 2010 con la puesta en ejecución de una zona de libre comercio entre China y la ASEAN, la tercera del mundo en valor y la primera en población.

El auge del comercio intraasiático es sinónimo de aumento de la demanda interna china. La República Popular es el eje de un gigantesco sistema transnacional de producción industrial, en el que su territorio es sede del ensamble de partes y componentes de los países industriales de la región, ante todo Japón, Corea del Sur, Taiwán y Singapur. A pesar de la caída de sus exportaciones (-17% en los primeros nueve meses de 2009), China superó a Alemania como principal exportadora mundial en el último trimestre de 2010, y su participación en el comercio internacional alcanzó el 10%. Entre 1998 y 2008, las exportaciones chinas crecieron el 23% anual, el doble que el comercio internacional; si este nivel continúa en los próximos diez años, China tendrá el 25% del total de las exportaciones mundiales; y la región Asia-Pacífico, el 50%.

La demanda interna china arrastra las exportaciones asiáticas. Las ventas de Corea del Sur a la República Popular aumentaron el 94% en diciembre (año sobre año); las de Taiwán, el 91,2%; y las de Malasia, el 52,9%. Es probable que se esté subestimando el crecimiento de la economía china. El auge doméstico implica desarrollo del sector servicios, y este prácticamente no se toma en cuenta en el cálculo de su PBI.



La ASEAN tiene acuerdos de libre comercio (FTA, por su sigla en inglés) con Australia y Nueva Zelanda, que, a su vez, los tienen con China. Asimismo, la ASEAN firmó FTA con Japón, la India y Corea del Sur; y la República Popular ha extendido su red comercial al otro lado del Pacífico: Chile y Perú. El próximo paso estratégico de China/ASEAN es un acuerdo de libre comercio con los Estados Unidos. Esta es también la prioridad del Gobierno de Obama.

Respecto de la acumulación mundial, el comercio intraasiático significa que los países de la región se incorporan como proveedores del crecimiento de la demanda china. Según indica la experiencia de la acumulación capitalista en la fase de globalización, la próxima etapa intraasiática consiste en profundizar la integración regional a través de la inversión directa china en la zona. Este hecho implica el traslado de un número creciente de empresas trabajo-intensivas de la República Popular, cuyos costos laborales aumentan, sobre todo en las provincias del sur.

### La industria de alta tecnología en la India

China y la India son los dos principales países emergentes de la región asiática. Sin embargo, salvo esta constatación inicial, sus diferencias son mayores que sus semejanzas, sobre todo en su vinculación con el sistema internacional. Entre 2003 y 2008 –los años del *boom* de la economía mundial previos a la crisis–, la India creció el 8,7% anual, lo que indica una aceleración del auge iniciado a partir de 1991, en que se expandió el 6,7% por año. El PBI indio aumentó el 230% (4% anual) desde 1991; en ese período, China creció el 1090% (8,7% anual). Como resultado, el producto indio (US\$ 1152 millones) equivale al 30% del PBI chino, su comercio internacional constituye menos de la tercera parte, y su capacidad de atracción de inversión transnacional (IED) es siete u ocho veces menor que la de China.

El dato estructural que frena el crecimiento indio en el largo plazo es que el 70% de su población (1100 millones de habitantes) es campesina, y el agro representa sólo el 17% del PBI. Aun así, si mantiene el nivel de crecimiento de los últimos cinco años, en 2030/2040 será –según Goldman Sachs– la tercera economía del mundo, después de los Estados Unidos y China.

Quizás el dato central sea que la India posee una fuerza de trabajo constituida por más de 600 millones de personas de veinticinco años de edad o menos y se convertirá en la

nación más poblada del planeta en 2035 (1500 millones de personas) tras superar a China.

Lo fundamental es que, después de 1991, pero sobre todo a partir de 2003, la India globalizó su economía y alcanzó en 2008 una relación comercio-internacional/PBI del 51% (era del 24% en 1993). Su dificultad principal consiste en la realización de su extraordinario potencial; y, allí, el obstáculo es la debilidad de su sistema de gobierno, en el que se superpone una densa burocracia con las instituciones heredadas del dominio británico dentro de la mayor democracia del mundo. De ahí la enorme importancia del triunfo del Partido del Congreso en las elecciones de mayo de 2009, que parecen asegurar la gobernabilidad de su democracia, cuya legitimidad no alcanza para superar, a veces, su inercia o la debilidad frente a los poderes fácticos.

Hay un sector donde la India tiene importancia mundial: la industria de alta tecnología (TI, Tecnología de la Información), sobre todo los servicios, que crecieron el 20% anual en los últimos quince años; pero sus exportaciones, en especial de telecomunicaciones e informática (ICT), aumentaron el 54% entre 2003 y 2008; y la inversión transnacional (IED) en la industria de alta tecnología pasó de 8900 millones de dólares en 2006 a 22.820 millones en 2007. El corredor Nueva Delhi/Bangalore es el “Silicon Valley indio”; allí se encuentran ubicadas en racimos (*clusters*) 600 empresas transnacionales de alta tecnología y el mayor número de institutos de formación tecnológica –universitarios y terciarios– del mundo actual. Los principales mercados para sus exportaciones de TI son los Estados Unidos (60%) y Gran Bretaña (19%). La industria de TI de la India es parte estructural del sistema de alta tecnología de los Estados Unidos, y su eje de integración es Silicon Valley (California), donde la mitad o más de las nuevas empresas (*start-ups*) son obra de ingenieros o de científicos indios. La industria de alta tecnología ocupa hoy en la India a 2.230.000 personas; eran apenas 284.000 en 1999. Además, crece el 10,9% por año y, cada doce meses, incorpora a 226.000 profesionales de alta calificación técnica. La India tiene el mayor grupo de fuerza de trabajo de TI de habla inglesa del mundo actual.

El significado estratégico de la India reside hoy, antes que en su magnífico potencial de crecimiento a largo plazo, en su competitividad global de su industria de alta tecnología. En un mundo que se globaliza y se integra, y por ello acentúa la competencia, la regla es ser número uno en algo –y la India lo es en TI–, avanzada del sistema y frontera del conocimiento.

### Brasil, actor global

El PBI del Brasil creció en 2010 el 7,5%, arrastrado por un extraordinario incremento de la demanda interna, inducida por un nivel histórico de consumo popular y una fuerte celeridad de la inversión. El consumo crece prácticamente el doble del producto. En el cuarto trimestre de 2009, aumentó el 7,7% comparado con el año anterior. Las ventas minoristas aumentaron el 10,4% en enero (año sobre año) y el 2,7% con respecto al mes anterior. En tanto, la inversión creció el 3,6% en los últimos tres meses de 2009, o lo que es igual, aumentó el 6,6% comparada con el trimestre anterior. Hoy representa el 19% del PBI; era el 16% en 2006.

En el Brasil, en síntesis, la demanda interna, arrastrada por el consumo de sus 194 millones de habitantes, crece a tasas “chinas” que duplican el auge del PBI. El consumo



# ENFOCADOS EN CONTROLAR NUESTRA TAREA

Los equipos con tecnología KeyView controlan posibles riesgos, optimizando la seguridad y, de esta manera, mejorando radicalmente los resultados de las operaciones, reduciendo los costos de intervención. El resultado es mayor seguridad, mejor calidad y más eficiencia.

Brindamos soluciones a nuestros clientes para así poder enfocarnos en sus nuevos y mejores objetivos.

**KeyView**<sup>®</sup>

Contáctese con nosotros a [infoservicios@keyenergy.com](mailto:infoservicios@keyenergy.com) y conozca las soluciones a medida que podemos ofrecer.

**Key**<sup>®</sup>

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

Buenos Aires

Ing. Butty 240, 5º Piso  
(011) 4590 2432  
Capital Federal

Neuquén

Santa Fé Sur 1400  
(0299) 493 5611  
Pcia. de Neuquén

Comodoro Rivadavia

Jorge Verdeau 105  
(0297) 448 2199  
Pcia. de Chubut

privado ascendió en 2009 a 118.000 millones de dólares (208.000 millones de reales), diez veces más que la tasa de inversión. La tasa de inversión es históricamente baja (16%-19% del PBI) y permite crecer a una tasa no inflacionaria de solo 3,8% anual.

Se puede formular una hipótesis: en los últimos ocho años, el Brasil no sólo ha modificado su estatus internacional –y se ha convertido en un actor global–, sino que su economía ha cambiado de naturaleza. Este cambio ha ocurrido en una doble dimensión: por un lado, ha alterado su inserción internacional y se vincula ahora estructuralmente con la demanda asiática (China es su principal socio comercial). Por otro, ha incorporado a su mercado –como productores y consumidores– a 26 millones de brasileños, por lo que su demanda solvente actual es de casi 80 millones de personas. En términos de la economía mundial, el Brasil se ha convertido en un país “asiático”.

El crecimiento brasileño tiene lugar en el contexto de una economía mundial en expansión, en el largo plazo (de diez a veinte años), arrastrada por los países asiáticos (China, la India, entre otros). Esto significa que la economía brasileña no solo salió del estancamiento que experimentó desde la década del ochenta, sino que ahora lo hace en forma sostenida y guiada por la demanda interna, que fija su tasa de crecimiento en el largo plazo, y no por la tasa de inversión que, al contrario, es inducida por el auge del gasto del consumidor.

El estatus internacional del Brasil es resultado directo de la nueva estructura de poder mundial, que tiene eje en los países emergentes, ante todo asiáticos (China/la India), y de la modificación experimentada por la naturaleza de su economía, centrada en la demanda doméstica y en el consumo masivo y popular. El Brasil es hoy un actor global –en la política y en la economía– porque el mundo cambió, y el Brasil cambió con él. Constituye ya la segunda economía del hemisferio tras superar a Canadá, es un 50% más grande que México y representa el 60% del PBI de América del Sur (en 1980, era el 40%). Como resultado, la participación del Brasil en la política mundial ya no es en función de su peso en la región sudamericana, sino que expresa la nueva estructura del poder mundial.

### Matriz energética brasileña

La matriz energética brasileña ha tenido una especial dinámica desde la década del setenta. La oferta de energía tuvo un incremento de cerca del 222% entre 1971 y 2006, es decir, se ha triplicado. Esa dinámica está relacionada con la última oleada de industrialización que siguió el modelo de la ISI (sustitución de importaciones).

Las fuentes fósiles son hoy apenas dominantes en la matriz energética del Brasil (en su conjunto, suman el 53%, lo que contrasta con el 80% mundial). Aunque individualmente dependa más del petróleo (37,7%), la participación del carbón y del gas es mucho menor (6% y 9%, respectivamente). Por otro lado, se nota de manera aún más sustantiva el aumento de la participación relativa del gas natural en la matriz energética, que pasó de 0,4% en 1971 a 9,6% en 2006 (ver gráfico 1).

Otra diferencia significativa respecto de la matriz energética mundial es que la brasileña muestra la mayor importancia de la producción de combustibles renovables. La relevancia relativa de los combustibles fósiles implica una mayor participación de las energías renovables, que cubrían el 47% en

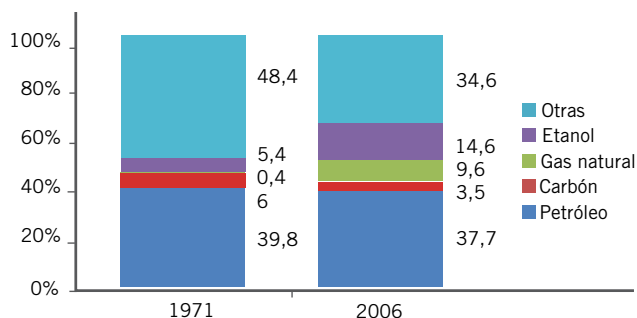


Gráfico 1. Producción energética por fuente en el Brasil: 1971 y 2006

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2007

En Santana Borges (2008)

2006. Incluso la matriz energética de 1971 mostraba un predominio de los combustibles renovables (cerca del 57%). La gran diferencia entre los dos períodos ha sido la gran disminución relativa –que llegó a ser absoluta– del uso de la leña y del carbón vegetal como fuentes energéticas. El conjunto de biomasa representa casi un tercio de la oferta doméstica de energía, mientras que el promedio mundial es del 10%.

Algunos indicadores ayudan a establecer otras comparaciones relevantes entre el cuadro energético brasileño y el mundial. Si tomamos la oferta de energía per cápita (consumo energético por habitante), vemos que, en el Brasil, se sitúa en torno a 1,12 TEP/habitante, bastante menos que el promedio mundial (1,78) y que el de los Estados Unidos (7,89).

Por otro lado, la estructura productiva brasileña es intensiva en energía, lo que se revela a través de la ratio entre oferta interna de energía y PIB, que ascendió en 2000 a 0,31 TEP/mil dólares, mientras que, en los Estados Unidos, es 0,21; y 0,11, en Japón.

El sector industrial es el que más energía consume (39%; pero, si se suma el sector agropecuario y el energético, se llega a igual porcentaje mundial: 52%). En segundo lugar, se encuentra el sector de transporte, cuyo consumo es superior al 25% (similar al mundial).

La mayor diferencia se experimenta en el sector residencial, que consume el 10% (mientras que el mundial es del 15% del consumo total), seguido del sector comercial y público. También cumple una función importante el consumo para usos no energéticos, cuya representación es del 7%.

Podemos concluir en que el Brasil muestra una diferencia central en la configuración de la oferta de energía con respecto a la mundial; mientras que, entre los usos, por lo menos en la destinación sectorial, predomina la similitud. La característica de la matriz energética brasileña es su diversidad.

### El etanol y los agrocombustibles

Los agrocombustibles cubren en términos mundiales apenas el 1% del consumo de transporte. La sustitución de la gasolina en el Brasil es, a ese respecto, gigantesca. Si se comparan los valores de consumo relativo de gasolina para vehículos en el Brasil, se percibe que la sustitución superó el 50%; en 1988, se utilizó más etanol que gasolina para transportes. En la actualidad, se sitúa en el 42% o más. En los Estados Unidos –históricamente el segundo productor y actualmente el primer productor de etanol–, la sustitución no sobrepasa el 3%. Esos resultados se deben a una serie de factores: en primer lugar, a los bajos costos de la materia prima utilizada,



# 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.

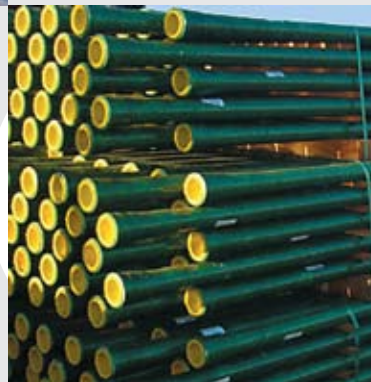


## Caños de acero

- 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

Av. Vélez Sarsfield 602  
(C1282AFT) Buenos Aires, Argentina  
Tel./Fax: (54 11) 4303-0471 al 88  
tubhier@tubhier.com.ar  
www.tubhier.com.ar



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



ISO-9001  
ISO-14001  
OHSAS-18001



además de la tierra abundante y propicia para el cultivo; y, en segundo lugar, a la política sistemática desarrollada por el Gobierno federal desde inicios del siglo xx.

Las experiencias relacionadas con el etanol para el transporte se remontan a la década del veinte<sup>61</sup>. Ya en 1931, se autorizaba la adición de alcohol a la gasolina, y fue obligatoria a partir de 1938 la mezcla al 5%, que podía aumentar el porcentual de alcohol según la necesidad. La Segunda Guerra Mundial acentuó esa iniciativa fortaleciendo la práctica de la mezcla. En 1966, el Gobierno tuvo que establecer la mezcla máxima en el 20%. Sin embargo, el gran salto hacia los agrocombustibles se realizó en la década del setenta a través de una política sostenida de diversificación de la matriz energética.

La caña de azúcar es la principal materia prima para hacer el etanol en el Brasil. Si se comparan las tres principales materias primas para producir etanol, la que representa el menor costo por litro es la caña de azúcar (0,08 dólares/litro), mientras que el resto (maíz y remolacha) son tres veces más caras (más de 0,25 dólares/litro).

## El Pre-Sal

En septiembre de 2008, Petrobras divulgó el cálculo preliminar de reservas del campo de Lara, uno de los que integran la formación: de 3000 a 4000 millones de barriles. Sumados a la estimación (también preliminar) para Tupi, el otro campo medido, que tiene entre 5000 y 8000 millones de barriles, se calcula que, en la más pesimista de las hipótesis, las reservas brasileñas tendrán un agregado de 8000 millones de barriles. Ese volumen representa un auge del 57% sobre las actuales reservas brasileñas, de 14.000 millones de barriles, pero podría llegar al 86% si se adoptan las estimaciones más elevadas. Solo dos de los diez campos identificados hasta ahora probablemente lleven las reservas brasileñas a 22.000 ó 26.000 millones de barriles.

Petrobras ha considerado que la producción de los yacimientos de petróleo en la costa atlántica del Brasil es viable a 40 dólares el barril. Se estima un auge de la producción que oscilará entre 2 y 2,4 millones de barriles de petróleo diarios en 2009 y llegará a 5,7 millones en 2020. El plan estratégico presentado por Petrobras (2009-2013) incluye los activos del llamado Pre-Sal (por hallarse bajo una capa de sal); y, por primera vez, considera un fuerte aumento de la inversión de 112.000,4 a 174.400 millones de dólares.

La explotación de esa riqueza exigirá, en términos generales, duplicar la estructura productiva de petróleo y de gas;

habrá que multiplicar el número de plataformas, construir nuevas redes de oleoductos y gasoductos, y crear toda una nueva infraestructura.

Aun antes de que se empezara a dimensionar el Pre-Sal, Petrobras ya había proyectado su demanda de nuevas unidades, que incluía la construcción de ocho plataformas, cuarenta y dos buques petroleros, ciento cuarenta y seis embarcaciones de apoyo y veintiocho navíos sonda.

Sin duda, un mercado de esas dimensiones atraerá empresas de otros países, sobre todo a partir de las informaciones más concretas sobre el Pre-Sal, que indican una ampliación considerable de las actuales previsiones.

La enorme cadena productiva que gira alrededor de la industria del petróleo tendrá que ampliarse considerablemente para satisfacer la demanda de Petrobras y traerá al Brasil otras empresas que utilizan nuevas tecnologías.

## El boom de productividad en los EE. UU.

La productividad de la industria aumentó en los Estados Unidos el 13,4% en el tercer trimestre del año 2009: el mayor nivel de incremento de la serie histórica desde que comenzó en 1987. El PBI industrial creció el 5,2% en ese período, y la productividad (P) tuvo un auge del 8,1%: el mayor incremento desde el tercer trimestre de 2003. Se trata de un aumento de la P del 4,3% en un año, el mayor desde que se llevan registros (1948).

El aumento de la productividad es un fenómeno cíclico en el capitalismo: cae en las recesiones y crece en las fases expansivas. Pero no en los Estados Unidos. Allí aumenta en las fases recesivas (4.º trimestre de 2008: el PBI cayó el 6,6%, y la P aumentó el 3,2%); y, cuando la economía se recupera, sigue aumentando (3.º trimestre de 2009: el PBI aumentó el 2,8%; y la P, el 8,1%). Esta situación es novedosa, ya que el comportamiento de la P en anteriores ciclos recesivos no fue positiva. En la recesión de 1980-1981, cayó el -4,4%; y, en la Depresión del Treinta (1929-1932), se hundió el -5,5%. En los Estados Unidos, la P no es cíclica, sino estructural. Es un caso único en la tríada del capitalismo avanzado (los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón). En la UE y Japón, el producto cae y la P se desploma. En Alemania, la P cayó el 7% este año; y se hundió el 19% en Japón.

La productividad en los Estados Unidos aumentó en el 2.º y en el 3.º trimestre, a pesar de que la inversión cayó el 38%. Esto significa que su incremento, casi en su totalidad, es obra de la innovación (productividad de la totalidad de los factores: PTF). Implica también que la crisis ha acelerado la tendencia de fondo de la economía estadounidense: entre 1950 (base=100) y 2004 (base=300), el 64% del aumento de la P fue obra de la innovación (tecnológica, organizativa, gerencial).

La regla estructural de la economía estadounidense puede formularse así: a medida que la crisis intensifica la competencia, como ha ocurrido en el último año, la innovación se acelera y se multiplica. El resultado es que el nivel de ganancias de las empresas ha vuelto al que tenían antes de la crisis, y sus activos accionarios se han valorizado el 70% en promedio en los últimos dos trimestres. También han caído los costos laborales por unidad de producto: el -5,2% anual en el 3.º trimestre y el 3,6% a/a, el mayor declive desde 1948. Por eso, la tasa de ganancias aumentó el 8% desde marzo.

El extraordinario aumento de la productividad en el tercer trimestre de 2009 (8,1%) representa un auge del PBI del 6% anual (gráfico 2), acompañado por una caída del 5% de

las horas trabajadas. Son logros únicos por su magnitud y profundidad en una severa recesión como la que han experimentado los Estados Unidos en el 2009.

Según una primera conclusión que se desprende de estos datos, las empresas estadounidenses muestran una competitividad superior respecto del período anterior. Su productividad poscrisis supera a las de la UE y Japón en un 10-15%. Una segunda conclusión, más prospectiva, es que la economía mundial puede encontrarse en las vísperas de un *boom* exportador estadounidense. Si esta tendencia se consolida, el presidente Barack Obama probablemente deje de lado el proteccionismo de los demócratas en el Congreso de los Estados Unidos, en especial frente al eje de la demanda mundial: la región asiática/China.

Dice Hu Jintao, Presidente de la República Popular y Secretario General del Partido Comunista chino: “La experiencia histórica muestra que cada crisis económica mayor es una mayor apertura tecnológica, asociada a una reestructuración de la industria y a una transformación del modo de producción (...) Hay que acelerar el desarrollo de una economía circular completamente fundada en el progreso científico y tecnológico para desatar la fuerza interna que guía el crecimiento mundial”<sup>[7]</sup>. Hu Jintao parece referirse a Silicon Valley: “La alta tecnología se convierte en el factor estratégico determinante del desarrollo económico y social, y en el foco de competencia entre los poderes nacionales: hay un avance extraordinario de la productividad mundial”.

## El desarrollo energético en el capitalismo avanzado y las economías emergentes

China se convierte en el principal consumidor mundial de energía en los próximos años. Según World Energy Outlook 2007 (WEO 2007), su demanda energética crecerá un promedio del 3,2% anual hasta 2030, casi el doble que la mundial (1,8%), y más de tres veces por encima de la estadounidense (1%). Pero, entre 2005 y 2006, la demanda de la República Popular se aceleró y crece ahora el 5,2% por año.

Atrás quedan los Estados Unidos como primer consumidor de energía en el mundo. La demanda energética estadounidense era un tercio superior a la china en 2005; fueron iguales en 2010; pero, a partir de allí, la segunda superó a la primera aceleradamente.

Si la demanda china de petróleo se duplica hasta 2030, la de su transporte automotor se cuadruplica. Para enton-

ces, su parque automotor llegará a 270 millones de unidades, cifra comparable a la estadounidense.

En este período, la República Popular incorporará 1300 MW a su capacidad de generación eléctrica. Se trata de una cifra superior al total de la capacidad instalada de los Estados Unidos, que, a su vez, es el mayor parque generador del mundo actual.

El WEO 2007 muestra que, en tres décadas (2000-2030), las cinco sextas partes de la población mundial (países en desarrollo y emergentes) adquirirán un nivel de intensidad energética similar al estándar actual de los países del G-7. Intensificación energética es sinónimo de industrialización. Así, en términos históricos, 2030 es la fecha probable en que culminará en el mundo la revolución industrial que comenzó en Gran Bretaña, en 1780.

Al mismo tiempo, la intensidad energética por unidad de producto del PBI mundial cae un promedio del 1,8% anual; de esta disminución incesante de la producción energético-intensiva, más del 60% tiene lugar solo en los EE. UU. Significa que, en 2030, los países avanzados –encabezados por los Estados Unidos– habrán concluido su completa conversión en “economías de la información”, fundadas en el conocimiento y en la innovación, más livianas y flexibles desde el punto de vista cualitativo que cualquier otra de la etapa industrial.

El despliegue de la Revolución Industrial hasta abarcar la totalidad del planeta, que es el proceso histórico que revela el crecimiento de la demanda mundial de energía en el 50% hasta 2030, es lo que está detrás de los altos precios actuales del petróleo. El WEO 2007 prevé que el precio del barril de crudo oscilará en 60 dólares por unidad en diez años y estima que ascenderá a 62 dólares en 2030. No significa que el precio del petróleo tenga ahora valores récords (85 dólares/barril), sino que el mundo ha ingresado en una etapa histórica de altos y sostenidos precios del recurso.

El capitalismo es un sistema de instituciones y una estructura de incentivos que se modifican en forma de ciclos. Dentro de este sistema, y empujados por sucesivas estructuras de incentivos que cambian arrastradas por otras tantas revoluciones tecnológicas, actúan los factores de producción: capital, trabajo e innovación. La estructura de incentivos del sistema de acumulación capitalista en su fase de globalización se caracteriza primordialmente por el aumento sostenido del precio del petróleo a niveles récords, a lo largo de una prolongada etapa histórica (2000-2030).

De este modo, se encarece el costo del capital, y la fuerza de trabajo disminuye su valor en forma inversamente proporcional al alza del capital debido a la ampliación del mercado mundial. Esta ampliación es consecuencia del hecho de que, en tres décadas, las cinco sextas partes de la población del mundo hayan adquirido un nivel de consumo energético semejante al de un sexto de la población actual.

## Tendencias y escenarios

La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha ampliado las proyecciones en el WEO 2009 sobre los mercados mundiales de energía. Allí se presentan dos escenarios hipotéticos sobre la situación energética mundial en el mediano y largo plazo: un “Escenario de referencia o principal”, que proporciona una imagen de base sobre cómo evolucionarían los mercados mundiales de la energía si los Gobiernos no introdujeran ningún cambio en sus políticas y medidas actuales, y un segundo escenario, denominado Escenario

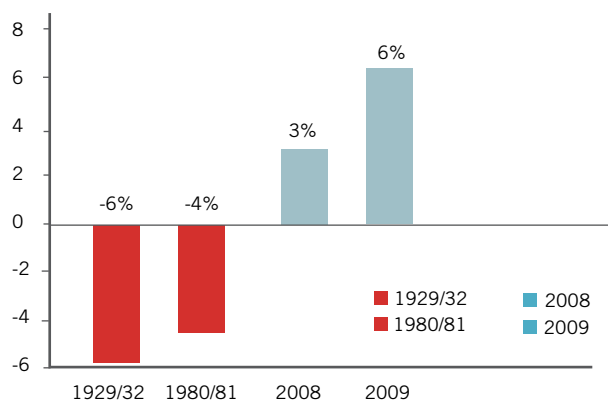


Gráfico 2. Evolución de la productividad en los EE. UU.

Fuente: Departamento de Trabajo (EE. UU.)



450, que describe un mundo en el que tiene lugar una actuación política colectiva para limitar a largo plazo la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero a 450 partes por millón de CO<sub>2</sub>, un objetivo que está cosechando un respaldo generalizado en todo el mundo.

### Escenario de referencia o principal

En el "Escenario de referencia"<sup>[8]</sup>, se prevé que la demanda mundial de energía primaria aumentará el 1,5% anual entre 2007 y 2030, y pasará así de 12.000 millones de toneladas de petróleo a 16.800 millones, un incremento total del 40% en el período considerado. Los países asiáticos en vía de desarrollo serán los principales artífices de este aumento, seguidos por los de Medio Oriente.

Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria del mundo en el Escenario de referencia o principal y representarán más de las tres cuartas partes del incremento general de la utilización de energía entre 2007 y 2030. En términos absolutos, la demanda de carbón registrará el mayor incremento durante el período de previsión, seguido por el gas y el petróleo. En 2030, según las estimaciones de la AIE, el petróleo continuará siendo el combustible mayoritario entre los primarios, aunque su proporción disminuirá del 34%, porcentaje actual, al 30%.

Presumiblemente, la demanda de petróleo (sin considerar los biocombustibles) aumentará en promedio un 1% anual durante el período considerado y pasará de 85 millones de barriles/día en 2008 a 105 millones en 2030. Según se cree, la totalidad de este aumento provendrá de países ajenos a la OCDE, ya que, en realidad, disminuirá la demanda de los países de la OCDE. El 97% del crecimiento en el consumo de petróleo será atribuible al sector del transporte.

El principal motor de la demanda de carbón y de gas será el inexorable aumento de las necesidades energéticas para generación de electricidad. Se prevé que la demanda mundial de electricidad crecerá el 2,5% anual hasta 2030. Más del 80% de este crecimiento se registrará en países no pertenecientes a la OCDE. En términos generales, la capacidad de generación de electricidad adicional ascenderá a 4800 gigavatios (GW) en 2030, casi el quintuplo de la capacidad existente en los Estados Unidos, y el mayor esfuerzo (aproximadamente el 28% del total) tendrá lugar en China.

El carbón seguirá constituyendo el combustible esencial para la producción eléctrica, y su participación en el *mix* de generación mundial aumentará a razón de tres puntos porcentuales hasta representar el 44% en 2030. Por su parte, la producción de energía nuclear aumentará en las principales regiones del mundo, salvo en Europa, pero su cuota

en la generación total disminuirá.

La utilización de las modernas tecnologías de energías renovables no hidráulicas (eólica, solar, geotérmica, maremotriz y undimotriz, y bioenergía) registrará la mayor tasa de crecimiento en el Escenario de referencia o principal. La mayor parte de este crecimiento se producirá en la generación de electricidad, donde la proporción de las energías renovables no hidráulicas pasará del 2,5% en 2007 al 8,6% en 2030. La energía eólica experimentará el mayor incremento en términos absolutos, mientras que el consumo de biocombustibles para el transporte crecerá asimismo en forma sustancial. Por el contrario, la cuota de la energía hidroeléctrica descenderá del 16% al 14%.

El capital requerido para responder a la demanda de energía prevista hasta 2030 en el Escenario de referencia o principal es colosal. Según el WEO 2009, asciende en total a 26 billones de dólares, que equivalen a un promedio anual de 1,1 billones (o 1,4% del PIB mundial por año). La industria eléctrica requerirá del 53% de esa inversión total. Más de la mitad de la inversión mundial en energía será necesaria en los países en desarrollo, en los que se prevé que la demanda y la producción crecerán con mayor celeridad. Ante las escasas expectativas de regresar fácilmente a una etapa de crédito barato y fácil, en la mayor parte de los casos, será más difícil y oneroso financiar la inversión en energía a medio plazo que en la etapa previa a la crisis.

El Escenario de referencia muestra un aumento rápido y continuo de las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía hasta 2030 como resultado del incremento general de la demanda de energía fósil. Después de pasar de 20,9 gigatoneladas (Gt) en 1990 a 28,8 Gt en 2007, se calcula que las emisiones de CO<sub>2</sub> alcanzarán 34,5 Gt en 2020 y 40,2 Gt en 2030, lo que implica un aumento medio del 1,5% anual en todo el período previsto.

Las emisiones mundiales en 2020 se reducirán 1,9 Gt. Tres cuartas partes de esta disminución se atribuyen a la crisis económica y a la consiguiente reducción de la tasa de crecimiento de la demanda de energías fósiles; el cuarto restante se debe al gasto público de estímulo para promover la inversión en energía de baja emisión de carbono y otras medidas de fomento de nuevas formas de energía y de combate al cambio climático.

Los datos iniciales indican que las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía podrían reducirse en 2009

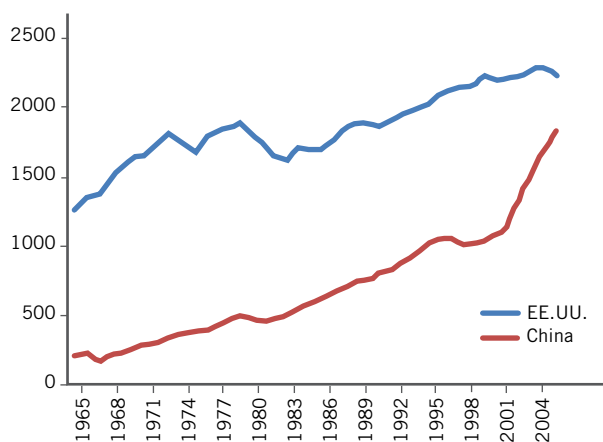


Gráfico 3. Consumo de energías fósiles en China/EE. UU. de 1965 a 2006 (en millones de toneladas de petróleo)

Fuente: *Statistical Review of World Energy 2007*

Llega el evento de GIS para la Industria del Petróleo

# Aeroterra

## GIS, Petróleo y Gas

Mayo 10, 2011, UCA, Buenos Aires



### Integrando el GIS a su organización

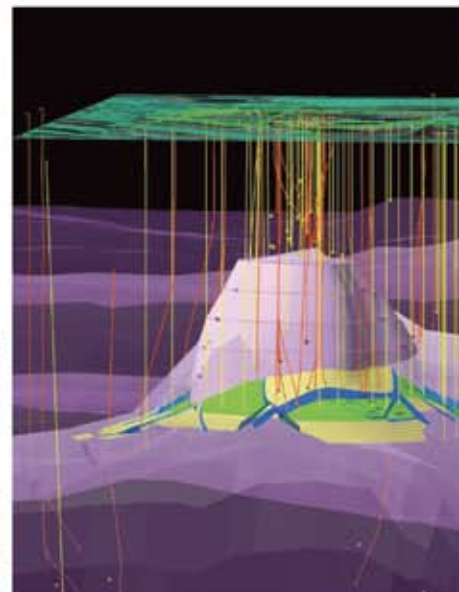
UN EVENTO UNICO para conocer las últimas tendencias GIS aplicadas a la Industria y su rol estratégico en el manejo integrado de la información.

UNA OPORTUNIDAD para INFORMARSE, ACTUALIZARSE y COMPARTIR EXPERIENCIAS.

Descubra nuevas tecnologías, emprenda nuevos desafíos.

 **esri** Official Distributor

Yacimiento **virtual 10**



### Reserve su lugar, cupos limitados!

Los usuarios de productos ArcGIS con mantenimiento al día tendrán prioridad en la asignación de vacantes.

Inscripción: A partir del 21 de marzo de 2011 en: [www.aeroterra.com/asa-petroleo-gas.html](http://www.aeroterra.com/asa-petroleo-gas.html)

Más información: [eventos@aeroterra.com](mailto:eventos@aeroterra.com)



(posiblemente cerca del 3%), aunque se prevé retomaron una trayectoria al alza a partir de 2010. La totalidad del incremento previsto en las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía hasta 2030 provendrá de los países no pertenecientes a la OCDE. Tres cuartas partes del incremento de 11 Gt previsto desde 2007 procederán de China (donde el aumento de las emisiones rozará las 6 Gt), de la India (2 Gt) y de Medio Oriente (1 Gt).

Se prevé que las emisiones de la zona de la OCDE disminuirán ligeramente debido a una caída en la demanda de energía (derivada de la crisis, a corto plazo, y de sustanciales mejoras en la eficiencia energética, a largo plazo) y a una creciente dependencia de las energías nuclear y renovables (como consecuencia, en gran medida, de las políticas ya instauradas para mitigar el cambio climático y aumentar la seguridad energética).

En contraste, en los principales países no pertenecientes a la OCDE, las emisiones aumentarán. Aunque los países no pertenecientes a la OCDE generan en la actualidad el 52% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> por año relacionadas con la energía, solo son responsables del 42% de las emisiones mundiales acumuladas desde 1890.

Las anteriores tendencias conducirán a un rápido aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) en la atmósfera. La tasa de crecimiento del consumo de energías fósiles prevista en el Escenario de referencia o principal conduce inexorablemente, a largo plazo, a una mayor concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Es posible que la concentración de CO<sub>2</sub> que se desprende del Escenario de referencia implique una "elevación media de la temperatura mundial de hasta 6 °C". Se cree que esto provocará, casi con total seguridad, un cambio climático grave, un perjuicio irreparable al planeta y una modificación –probablemente irreversible– de las condiciones de vida.

Según el WEO 2009, extender el acceso a la energía moderna de la población pobre del mundo sigue siendo una cuestión prioritaria. Se calcula que unos 1500 millones de personas –más de la quinta parte de la población mundial– carecen todavía de acceso a la electricidad. Cerca del 85% de esas personas viven en zonas rurales, principalmente en el África subsahariana y en Sudasia (India, Pakistán, Afganistán, Bangladés, Nepal, Bután, Sri Lanka y Maldivas). En el Escenario de referencia, el número total disminuirá a tan sólo 200 millones para 2030, aunque aumentará en África. Por lo tanto, sin lugar a dudas, extender el acceso a la energía moderna es una condición necesaria para el desarrollo humano.

Con las debidas políticas, el acceso universal a la electricidad podría lograrse con una inversión mundial adicional de 35.000 millones de dólares anuales hasta 2030, lo que equivale al 6% de la inversión prevista en el sector eléctrico, en el Escenario de referencia. El consiguiente incremento de la demanda de energía primaria y de emisiones de CO<sub>2</sub> será así relativamente modesto.

### Escenario 450

Aunque es discutible que el nivel de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> pueda considerarse sostenible a largo plazo en la esfera energética, se está forjando un consenso entre los expertos en torno a la necesidad de limitar la elevación de la temperatura global a 2 °C. Para limitar al 50% la probabilidad de que la elevación de la temperatura media global supere los 2 °C, será necesario estabilizar en la atmósfera la concentración de gases de efecto invernadero.

El Escenario 450 (ver página 11) muestra cómo puede lograrse ese objetivo mediante una política de alcance planetario, coordinada en todas las regiones. En este escenario, las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía probablemente alcancen un máximo de 30,9 Gt antes de 2020 para disminuir a partir de ese punto hasta 26,4 Gt en 2030, 2,4 Gt por debajo del nivel de 2007 y 13,8 Gt inferior al nivel previsto en el Escenario de referencia.

Se cree que esta reducción será el resultado de una combinación de instrumentos políticos –sobre todo los mercados de emisiones de carbono, los acuerdos sectoriales, y las políticas y medidas nacionales–, diseñados específicamente en función de sectores o grupos de países determinados. La necesaria reducción de emisiones solo podrá conseguirse si se aprovecha plenamente el potencial de mitigación ya existente en todos los sectores y regiones.

En este sentido, se supone que los países de la "OCDE+" (grupo que incluye a la OCDE y a los países de la Unión Europea no pertenecientes a la Organización) adoptarán compromisos nacionales de reducción de emisiones a partir de 2013. En cuanto al resto, se presume que instaurarán políticas y medidas nacionales, y generarán y venderán créditos de emisiones. Después de 2020, se prevé que los compromisos de reducción se extenderán a otras grandes economías, un grupo de países que incluye a China, el Brasil, Rusia, Sudáfrica y Medio Oriente.

Aunque la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía que exige el Escenario 450 para 2020 es formidable, la crisis financiera internacional brinda lo que podría ser una ocasión única para tomar las medidas necesarias en un contexto de transformación del clima político en un sentido planetario. A un nivel de 30,7 Gt, las emisiones en 2020, en el Escenario 450, serán 3,8 Gt inferiores a lo previsto en el Escenario de referencia.

En los países no pertenecientes a la OCDE, las políticas nacionales actualmente en consideración, junto con los enfoques sectoriales en materia de transporte e industria, podrían dar lugar a una reducción de las emisiones de 1,6 Gt. Esta reducción no podrá lograrse si no existe el necesario acuerdo internacional. El desafío para los negociadores internacionales es hallar instrumentos que proporcionen un adecuado nivel de incentivos adicionales para garantizar la adopción de las medidas necesarias. Mediante políticas nacionales, China por sí sola podría contribuir con una reducción de emisiones de 1 Gt en el Escenario 450, lo que ubicará a este país –la segunda economía del mundo– a la cabeza de los esfuerzos mundiales de lucha contra el cambio climático.

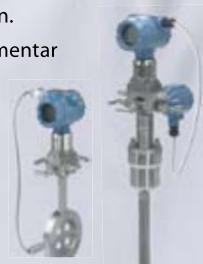
Es posible que el resto de la reducción para 2020 provenga de los países de la OCDE+ mediante la fijación de límites de emisiones en los sectores eléctrico e industrial, políticas nacionales y la financiación de reducciones adicionales en los países no pertenecientes a la OCDE a través del mercado de emisiones de carbono. Se estima que, en 2020, el precio de CO<sub>2</sub> en la OCDE+ alcanzará 50 dólares por tonelada.

En el Escenario 450, se prevé que la demanda de energía aumentará el 20% entre 2007 y 2030, lo que aparentemente corresponde a un incremento medio anual del 0,8%, frente al 1,5% del Escenario de referencia. Se cree que una mayor eficiencia energética en edificios y en la industria reducirá la demanda de electricidad y también, aunque en menor medida, la de combustibles fósiles. Según ciertas presunciones, la intensidad media en emisiones de los nuevos automóviles se reducirá más de la mitad, lo que



**Están quienes prefieren los cálculos de flujo  
másico complicados, complejos,  
arduos y que insumen mucho tiempo.  
Y, por otro lado, estamos nosotros.**

Simplifique sus mediciones de flujo con el transmisor MultiVariable™ modelo 3051SMV de Rosemount que ofrece Emerson. Este modelo brinda más funciones que cualquier otro transmisor de variables múltiples disponible en el mercado, sin aumentar el volumen de trabajo. En realidad, se necesitarían 10 dispositivos por separado para realizar las tareas que se pueden lograr con solo un dispositivo 3051SMV. Con solo tres entradas sencillas, se obtienen más de 25 parámetros diferentes y mejoras en el rendimiento del flujo cinco veces mayores comparado con las mediciones de flujo por presión diferencial tradicionales. Si quiere lograr un control más estricto y simplificar su vida, visite [Rosemount.com/3051SMV](http://Rosemount.com/3051SMV)



**ROSEMOUNT®**

  
**EMERSON™**  
Process Management

El logotipo de Emerson es una marca registrada y una marca de servicio de Electric Co. © 2009 Emerson Electric Co. Rosemount y el logotipo de Rosemount son marcas registradas de Rosemount, Inc.

**EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™**

recortará la necesidad de petróleo. Asimismo, la parte proporcional de los combustibles no fósiles en la estructura energética primaria mundial aumentará del 19% en 2007 al 32% en 2030, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub>, por unidad de PBI representarán menos de la mitad de su nivel en 2007. Sin embargo, a excepción del carbón, la demanda de combustibles en su conjunto posiblemente será mayor en 2030 que en 2007, y los combustibles fósiles seguirán siendo las fuentes de energía dominantes en 2030.

La eficiencia en el uso final de la energía es el elemento que contribuye, en mayor medida, a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2030, más de la mitad del ahorro total de 13.8 Gt en el Escenario 450 en comparación con el de referencia o principal. La descarbonización del sector eléctrico desempeña un papel primordial en la reducción de emisiones. En el Escenario 450, la generación de electricidad da lugar a más de dos tercios del ahorro (de los cuales, 40% proviene de una menor demanda de electricidad). Se opera una profunda transformación en la estructura de combustibles y tecnologías empleados en la generación eléctrica: la producción basada en el carbón se reducirá a la mitad en comparación con el Escenario de referencia en 2030, mientras que las energías nuclear y renovables tendrán una presencia significativamente mayor. Los Estados Unidos y China contribuyen conjuntamente a reducir la mitad de las emisiones del sector eléctrico mundial. La captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico y la industria representan un 10% del ahorro total de emisiones en 2030, en relación con el Escenario de referencia.

La adopción de medidas en materia de transporte con el fin de economizar combustible, extender la utilización de biocombustibles y promover la incorporación de nuevas tecnologías en los vehículos –en particular, los vehículos híbridos y eléctricos– llevará a una importante reducción de la demanda de petróleo. El Escenario 450 implica 10,5 billones de dólares más de inversión en infraestructura energética y de capital relacionado con la energía a escala mundial respecto del Escenario de referencia hasta el final del período previsto. Cerca del 45% del incremento de la inversión (4,7 billones de dólares) está determinado por las necesidades en transporte. La inversión adicional (que, en este análisis, incluye la adquisición de equipamiento energético en los hogares) asciende a 2,5 billones de dólares en edificios (incluidos equipamiento y aparatos domésticos y comerciales), a 1,7 billones de dólares en centrales eléctricas, a 1,1 billones en la industria y a 0,4 billones en la producción de biocombustibles (en su mayor parte, con tecnología de segunda generación, que se generalizará a partir de 2020).

Más de las tres cuartas partes de esta inversión adicional, que, desde el punto de vista geográfico, se distribuirá prácticamente a partes iguales entre los países de la OCDE+ y el resto del mundo, serán necesarias durante la década de veinte del siglo XXI. La inversión adicional mundial tendrá que alcanzar un nivel anual de 430.000 millones de dólares (0,5% del PBI) en 2020 y de 1,2 billones (1,1% del PBI) en 2030. La mayor parte de esta inversión deberá provenir del sector privado: los hogares por sí solos tendrán que soportar cerca del 40% de la inversión adicional en el Escenario 450; la mayor parte de ese gasto extraordinario se orientará a la adquisición de vehículos de baja emisión de carbono; y, a corto plazo, será determinante.

La reanudación del crecimiento económico mundial a partir de 2009 ha hecho que la demanda mundial de

gas natural retome su tendencia al alza en el largo plazo, aunque su ritmo de crecimiento dependerá fundamentalmente de la firmeza en materia de política climática. Las restricciones que pesan sobre la celeridad con que pueden desplegarse las tecnologías de baja emisión de carbono y el bajo contenido de carbono del gas, en comparación con el carbón y el petróleo, inducirán a que la demanda de gas continúe su expansión, incluso en el Escenario 450.

En el Escenario de referencia, la demanda mundial de gas pasa de 3 billones de metros cúbicos en 2007 a 4,3 billones de metros cúbicos en 2030, un incremento medio del 1,5% anual. La proporción de gas en la estructura del *mix* energético primario mundial aumenta ligeramente: del 20,9% en 2007 al 21,2% en 2030. Más del 80% del incremento en la utilización de gas entre 2007 y 2030 se produce en los países no pertenecientes a la OCDE; y, dentro de estos, los países de Medio Oriente registran el mayor aumento, aunque la India y China arrojan las tasas de alza más elevadas. Se prevé que el sector eléctrico seguirá siendo el principal motor de la demanda de gas en todas las regiones.

Las perspectivas para 2015 difieren marcadamente de la imagen a largo plazo. A pesar de que solo se cuenta con datos parciales e incipientes para 2008 y principios de 2009, se prevé que la demanda primaria mundial de gas cayó en 2009 (quizá hasta el 3%) como resultado de la contracción económica.

La economía mundial ha comenzado su recuperación en forma sincronizada en el segundo semestre de 2009, y se prevé que la demanda global energética repuntará con un incremento medio del 2,5% anual entre 2010 y 2015. En el Escenario 450, la demanda primaria mundial de gas aumentará el 17% entre 2007 y 2030, pero en 2030 es 17% menor que en el Escenario de referencia.

La demanda continuará creciendo en la mayoría de las regiones no pertenecientes a la OCDE hasta 2030; pero, en algunas de ellas, se producirá un declive a partir de 2020. Se cree que las medidas tendientes a alentar el ahorro de energía mejorando la eficiencia en la utilización del gas y fomentando las tecnologías de baja emisión de carbono reducirán la demanda de gas. Este efecto contrarrestará la mayor competitividad del gas respecto del carbón y del petróleo en la generación de electricidad, y las aplicaciones de uso final derivadas de los mayores precios del CO<sub>2</sub> y de los instrumentos normativos.

### **Demanda de gas para 2030**

La demanda de gas en los países de la OCDE en el Escenario 450 alcanza su punto máximo a mediados del período previsto y desciende a partir de allí hasta 2030, ya que los generadores desvían la inversión principalmente a la producción de energías nuclear y renovables.

Los Estados Unidos aumentan la utilización de gas con respecto al Escenario de referencia en la última década del período de proyección debido a que el gas resulta más competitivo frente al carbón.

Los recursos mundiales de gas natural son suficientemente abundantes para hacer frente a cualquier incremento de la demanda hasta 2030 y aún más allá de esta fecha, aunque el costo de explotación de nuevos recursos tenderá a aumentar en el largo plazo.

A finales de 2008, las reservas mundiales probadas de gas ascendían a 180 billones de metros cúbicos, aproximadamente sesenta años de producción al ritmo actual; más



¿Ciudades que consumen un 30% menos de energía?

Efectivamente.

Como líder global en eficiencia energética, ABB ayuda con sus soluciones a conseguir importantes ahorros de energía sin reducir el rendimiento. Nuestros sistemas de control de iluminación y de automatización de edificios ahorran hasta un 60% de energía. Mientras que otros hablan del precio de la energía, los apagones y el cambio climático, ABB actúa aquí y ahora para combatirlos. Visitenos en [www.abb.com/betterworld](http://www.abb.com/betterworld)

ABB S.A.  
Tel. +54 11 4229 5500  
Fax. +54 11 4229 5636  
E-mail: [abb.argentina@ar.abb.com](mailto:abb.argentina@ar.abb.com)

Power and productivity  
for a better world™





de la mitad de esas reservas se concentran en solo tres países: Rusia, Irán y Qatar.

Se estima que, a escala mundial, los otros recursos recuperables de gas a largo plazo son mucho mayores: cuentan con una base superior a 850 billones de metros cúbicos (incluidas únicamente aquellas categorías de recursos que tengan una producción comercial demostrada actualmente).

Los recursos de gas no convencional –principalmente metano de capas de carbón, gas compacto (de reservorios que tienen poca permeabilidad) y gas de lutitas– conforman alrededor del 45% del total. Hasta la fecha, solo se han producido (o quemado) 66 billones de metros cúbicos de gas.

Se calcula que el conjunto de países no pertenecientes a la OCDE serán responsables de prácticamente la totalidad del incremento en la producción mundial de gas natural previsto entre 2007 y 2030. Medio Oriente registrará el mayor incremento de la producción (y de las exportaciones) en términos absolutos, ya que cuenta con las mayores reservas y tiene los menores costos de producción, en especial cuando el gas se produce con petróleo. Irán y Qatar contribuirán en gran medida al aumento de la producción en la zona. También África, Asia Central (en particular, Turkmenistán), América Latina y Rusia experimentarán una significativa alza de la producción.

Se prevé que el comercio interregional de gas se acrecentará sustancialmente en el período previsto y pasará de 677.000 millones de metros cúbicos en 2007 a 1,07 billones de metros cúbicos en 2030, según el Escenario de referencia, y hasta más de 900.000 millones de metros cúbicos, según el Escenario 450. Las importaciones crecerán en volumen, en los países de la OCDE, en Europa y en Asia-Pacífico, según ambos escenarios.

La tasa de agotamiento de la producción en los yacimientos de gas existentes es el factor determinante de la magnitud de la capacidad adicional y de la inversión necesaria para responder a la demanda prevista.

Un análisis individualizado de las tendencias históricas de la producción de gas en casi 600 yacimientos (que representan el 55% de la producción mundial) permite suponer que, como resultado de su agotamiento, habrá

que reemplazar cerca de la mitad de la capacidad mundial de producción existente en 2030. Esta cantidad equivale al doble de la producción rusa actual. Para entonces, solo un tercio de la producción total provendrá de los yacimientos productivos actuales, según el Escenario de referencia, a pesar de la inversión continua en estos.

La tasa de agotamiento de los yacimientos de gas, una vez que estos alcanzan su techo de producción, es más lenta en los yacimientos más grandes y más rápida en los yacimientos de alta mar que en los de igual tamaño situados en tierra.

La tasa media de agotamiento, ponderada por la producción, observado en los mayores yacimientos de gas del mundo, tras alcanzar su techo de producción, es del 5,3%. Sobre la base de esta cifra y de evaluaciones del tamaño y de la distribución de edad de los yacimientos de gas en el mundo, la tasa media mundial de agotamiento, ponderada por la producción, es del 7,5% para todos los yacimientos una vez alcanzado el máximo de producción, un índice similar al de los yacimientos petrolíferos.

### ASEAN y el mercado energético

Los diez países miembros de la ASEAN desempeñarán un papel cada vez más importante en los mercados energéticos mundiales durante las próximas décadas. Brunéi, Camboya, Filipinas, Indonesia, Laos, Malasia, Myanmar (Birmania), Singapur, Tailandia y Vietnam conforman una de las regiones más dinámicas y diversificadas del mundo, y presentan una economía equiparable a la de Canadá y México en conjunto y una población que supera a la de la Unión Europea. El consumo energético de esta región, ya comparable al de Medio Oriente, seguirá aumentando con celeridad desde un nivel per cápita comparativamente bajo, impulsado por el rápido crecimiento económico y demográfico y por la continua urbanización e industrialización.

En el Escenario de referencia, la demanda de energía primaria en la ASEAN registra una expansión del 76% entre 2007 y 2030, un incremento medio del 2,5% anual, mucho mayor que el promedio en el resto del mundo. Se prevé que la demanda aumentará con moderación a corto plazo para después intensificarse. Incluso en el Escenario 450, la demanda se acrecienta a un ritmo del 2,1% por año. Junto con la emergencia de China y la India en el escenario energético mundial, estas tendencias apuntan notoriamente a una centralización de la actividad energética mundial en Asia.

En la mayor parte de Asia Sudoriental, el sector energético redobla esfuerzos para estar a la altura del rápido aumento de la demanda que se registra desde la recuperación de la crisis financiera asiática de 1997-1998. Pero, debido a que dispone de menos del 1% de las reservas mundiales probadas de petróleo, la región depende mayoritariamente de las importaciones, y esta dependencia será aún mayor en el futuro.

Además, la región se enfrentará a una posible insuficiencia del suministro de gas natural en las próximas décadas, a pesar del rápido aumento de la generación eléctrica basada en el carbón. El Escenario de referencia estima que, entre 2008 y 2030, será necesario invertir más de 1,1 billones de dólares en infraestructura energética, más de la mitad en el sector eléctrico; en el Escenario 450, la necesidad total de inversión es 390.000 millones mayor.

Por último, el acceso a modernos servicios de energía sigue siendo limitado en algunas áreas de la región: se calcu-

# MODERNIZACION DEL PARQUE DE GENERACION ELECTRICA CENTRAL VILLA GESELL



- ◆ **Cliente: CENTRALES DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A.**
- ◆ **Contratista: INGENIERÍA RONZA S.A. – FAINSER S.A. UTE**
- ◆ **Modalidad de Contrato: LLAVE EN MANO**
- ◆ **Monto de Contrato: USD 85.000.000-**
- ◆ **Proyecto, Dirección y Ejecución: a cargo de la UTE**
- ◆ **Obras Civiles: 65.000 m3 de Movimiento de suelos, 4.700 m3 de Hormigón Armado, 1000 m2 de edificios.**
- ◆ **Horas Hombre utilizadas: 250.000 hh**
- ◆ **Suministro de equipamiento: 100 % a cargo de la UTE, incluido el Turbogenerador G.E. 6FA de 80.000 KW**
- ◆ **Operación y mantenimiento: 2 años desde la Recepción Provisoria.**



**INGENIERIA RONZA S.A.**

Avenida 149 Nro 715  
La Plata  
Pcia Buenos Aires  
Argentina



**FAINSER S.A.**

Italia 7571  
Jose León Suárez  
Pcia Buenos Aires  
Argentina

la que 160 millones de personas carecen aún hoy de acceso a la electricidad, aunque esta cifra cae hasta 63 millones hacia 2030 en el Escenario de referencia.

## Nueva onda larga del capitalismo: crecimiento energéticamente insostenible y los efectos del cambio climático

Según la previsión de la AIE –además de la del Banco Mundial y de la OCDE–, el *boom* económico global entre 2003 y 2008, reanudado a partir del segundo semestre de 2009, luego de la recesión internacional, es solo la fase inicial de una onda larga de crecimiento de alcance planetario, que tiene, según la experiencia histórica, entre cuarenta y sesenta años de proyección.

Esta onda larga (*boom*) mundial es la primera en la historia del capitalismo que es energéticamente insostenible. Según este Escenario básico, en los términos de la AIE, se calcula un incremento del 130% en las emisiones de dióxido de carbono para 2050; dos tercios de ellas provendrán de los países emergentes, encabezados por China y la India.

El efecto de una emisión semejante de CO<sub>2</sub> probablemente implique un aumento promedio de 6 °C de la temperatura del planeta, “o quizás más”. La AIE caracteriza la situación del planeta como “un cambio significativo en todos los aspectos de la vida y una modificación irreversible del medio ambiente natural”<sup>[10]</sup>. En su visión, la fase de la globalización que se extiende hasta 2050 es insostenible en términos energéticos y tiene consecuencias depredadoras para el sistema ambiental.

Las anteriores fases del capitalismo dispusieron de poderosas, sostenidas y baratas fuentes energéticas: el carbón y la máquina de vapor en la primera (1780/1840); el petróleo en los motores de combustión interna, en la segunda; la electricidad en la tercera. Todas fueron parte del ciclo industrial; incluso en su fase de apogeo –los “Treinta años gloriosos” posteriores a la Segunda Guerra Mundial y el Plan Marshall–, el insumo energético básico (petróleo) carecía prácticamente de valor económico (2 dólares/barril) como reflejo de su abundancia.

La matriz energética tiene ahora el mayor precio de la historia del capitalismo y es insostenible en términos ambientales y de provisión de energía. Pero no hay forma de frenar el crecimiento de la economía mundial para adecuarlo a los límites de su matriz energética. Crece empujada por factores estructurales de largo plazo, en lo esencial irreversibles. Es el resultado del salto de productividad de la economía situada en la frontera del sistema (Estados Unidos) y de la duplicación del mercado mundial en los últimos diecinueve años (pasó de 1500 millones de trabajadores a 3300 millones en China y la India).

## Conclusiones

Las estimaciones de aquí a diez o veinte años indican que el futuro inmediato de los mercados energéticos a nivel mundial continuará siendo dominado por los combustibles fósiles. El petróleo representa actualmente el 35% del consumo mundial de energía primaria; el carbón, el 29%; y el gas, el 24%. La energía hidroeléctrica y la energía nuclear en conjunto representan el 12%; y la energía renovable,

menos del 1%. La mayoría de las previsiones indican que el consumo energético global no será muy diferente en 2030. Sin embargo, se espera que la participación de las energías renovables llegue a más del 5%.

La cuestión no es el freno –imposible– de la onda larga (*boom*) mundial, sino la creación de una nueva matriz energética de alcance global. El precio récord del petróleo, el cambio climático y las exigencias de seguridad crean una extraordinaria estructura de incentivos que impulsa la innovación y, por su intermedio, una revolución tecnológica.

La clave del capitalismo es la innovación, una apuesta hacia el futuro destinada a aprovechar una oportunidad; y el primer rostro, en estos casos, es siempre la necesidad. “El capitalismo es un sistema de acumulación autoinducido que se despliega a través de sucesivas revoluciones tecnológicas”, señaló Joseph Schumpeter. ■

- [1] Christof RÜHL, “Global energy after the crisis. Prospects and priorities”, *Foreign Affairs*, marzo/abril de 2010.
- [2] Agencia Internacional de Energía (AIE).
- [3] CIA – The World Factbook.
- [4] Rodrigo Emmanuel SANTANA BORGES, “Comparación de las matrices energéticas brasileña y mundial: Perspectivas e inquietudes sobre agrocombustibles”, XI Jornadas de Economía Crítica, Bilbao, marzo de 2008.
- [5] *Ibidem*.
- [6] José FORMIGLI, “Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges”, Petrobras, Production Engineering, noviembre de 2007.
- [7] Hu JINTAO, Discurso en el 17.º Encuentro de los líderes del APEC (Asia-Pacific Economic Cooperation), noviembre de 2006.
- [8] AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *World Energy Outlook*, Paris, 2009.
- [9] *Ibidem*.
- [10] AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *World Energy Outlook*, Paris, 2007.

## Bibliografía

- CAMPBELL, J. Colin y Jean H. LAHERRÈRE, “The End of Cheap Oil”, *Scientific American*, marzo de 1998.
- FORMIGLI, José, “Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges”, Petrobras, Production Engineering, noviembre de 2007.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency*, Paris, 2008.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *Energy Technology Perspectives. Scenarios and perspectives to 2050*, Paris, 2008.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *World Energy Outlook*, Paris, 2007.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, *World Energy Outlook*, Paris, 2009.
- NATIONAL INTELLIGENCE COUNCIL (EE. UU.), *Global Trends 2015: A Dialogue About the Future with Nongovernment Experts*, diciembre de 2000.
- PORTO, Laura, *Políticas para la diversificación de la matriz energética-iniciativas en Brasil*, Santiago, Chile, septiembre de 2008.
- RÜHL, Christof, “Global energy after the crisis. Prospects and priorities”, *Foreign Affairs*, marzo/abril de 2010.
- SANTANA BORGES, Rodrigo Emmanuel, “Comparación de las matrices energéticas brasileña y mundial: Perspectivas e inquietudes sobre agrocombustibles”, XI Jornadas de Economía Crítica, Bilbao, marzo de 2008.
- WORLD ENERGY COUNCIL, *Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050*, Londres, 2007.

# The 20th World Petroleum Congress

First for the Middle East – 4-8 December 2011,  
Doha, Qatar



**Qatar: Energy supplier to the world**

## 20th WPC Call for Papers

Submit your Abstract now at  
[www.20wpc.com](http://www.20wpc.com)

and join 500 Industry Leaders on the Speakers' Panel

Your chance to present a Paper or Poster to over  
4,000 Delegates at the 20th WPC

[www.20wpc.com](http://www.20wpc.com)  
[info@20wpc.com](mailto:info@20wpc.com)

Host Sponsor



NATIONAL SPONSORS



PLATINUM SPONSORS



GOLD SPONSORS



SILVER SPONSORS



OFFICIAL PARTNERS



# Gestión de alarmas: un punto clave en la planificación de la seguridad

Por *Ignacio Queirolo*, YPF SA

La excelencia en seguridad se logra mediante la gestión integrada de todos los factores críticos del proceso de trabajo. Dentro de estos factores, se encuentra el control de las variables del proceso, monitoreadas desde los sistemas digitales encargados de ejecutar los algoritmos responsables de mantener la planta dentro de los límites operativos preestablecidos. Los sistemas de alarmas son utilizados para anunciar un problema que requiere que el operador actúe. Este documento describe el concepto “gestión de alarmas” como parte fundamental para planificar la seguridad e implementarla en los sistemas de control de proceso

## Introducción

La gestión de alarmas asumió un papel importante en la planificación de la seguridad en industrias de proceso como mecanismo utilizado para asegurar que las alarmas sean correctamente diseñadas e implementadas en los sistemas de alarmas de los sistemas de control distribuidos (DCS: Distributed Control System). Este término se refiere a la parte del sistema que procesa y presenta las alarmas.

A principios de los noventa, las alarmas comenzaron a producir algunos incidentes en los sistemas

de control en industrias de proceso. Frente a ello, algunas compañías empezaron a ofrecer productos y servicios que permitieran resolver este problema.

En 1994, se formó el Consorcio de Gestión de Situaciones Anormales (ASM: Abnormal Situation Management Consortium), que comenzó a estudiar distintos aspectos del problema. En 1991, la Asociación de Usuarios de Materiales y Equipos de Ingeniería (EEMUA: Engineering and Equipment Materials Users' Association) emitió la publicación N.º 191 sobre la gestión de sistemas de alarmas.



La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de los Estados Unidos (OSHA: Occupational Safety and Health Administration) ha emitido ciertos requerimientos para los sistemas de alarmas en el Código Federal de Regulaciones, Título 29, Parte 1910.119 (29 CFR 1910.119): “Gestión de Seguridad de Procesos con Materiales Químicos Altamente Peligrosos”. Estos requerimientos se vinculan con la documentación de alarmas críticas y con el entrenamiento que reciben los operadores para poder entender cómo funcionan y actuar dentro de los límites de operación de las alarmas teniendo en cuenta la consecuencia de la desviación y los pasos para corregirla o evitarla.

## Gestión de alarmas en un sistema integrado de seguridad

La seguridad de una planta involucra la gestión integrada de aquellos factores que más importancia tienen a la hora de analizar las causas de los accidentes. En otras palabras, estos factores deben ser gestionados en forma conjunta, y no separada, porque si alguno de ellos fuera desatendido o disminuido, la seguridad se vería amenazada.

Los factores críticos del proceso de trabajo que deben ser gestionados conjuntamente son:

1. Instalaciones en condiciones seguras.
2. Control de las variables del proceso.
3. Comportamientos seguros.
4. Procedimientos válidos.

El control de las variables del proceso es muy importante para su estabilidad, puesto que muchos accidentes han tenido su origen en una pérdida inicial de ella. La gestión de alarmas surge en este factor, en el que se pueden encontrar dos tipos de acciones según el destinatario: acciones focalizadas en el operador o acciones focalizadas en los sistemas. Dentro de las primeras, se cuentan los planes de capacitación sobre fundamentos de proceso, las condiciones de proceso, el conocimiento de las condiciones de diseño, las acciones durante emergencias y los simulacros de emergencias operativas. En el segundo caso, podemos tener:



Figura 1. Sala de control donde se observan paneles cableados e interfaces modernas

- Controles multivariables
  - Disminución de las perturbaciones.
  - Mejora en la ergonomía del operador.
- Gestión de alarmas
  - Racionalización y priorización de las alarmas.
  - Aplicaciones de gestión dinámica.
- Sistemas de parada de emergencia (ESD)
  - Ejecutan una secuencia lógica independiente del criterio o de la condición personal del operador.
  - Plan anual de capacitación en sistemas de parada.

La gestión de alarmas aparece como una de las acciones implementadas para obtener un sistema que ayude al operador a prevenir daños ocasionados por los desvíos durante situaciones anormales.

Cuando un sistema de alarmas produce más alarmas de las que el operador puede procesar, este empieza a tener una visión tunelizada del proceso,

una de las muchas causas de accidentes con los que nos podemos encontrar en la industria. El operador concentra su atención en aquella parte del proceso que puede atender, mientras que los accidentes ocurren por las otras variables que no logra contener.

## Origen del problema con las alarmas

Históricamente, agregar una alarma era costoso y difícil, por lo que exigía una revisión cuidadosa antes de implementarla. Cada alarma tenía que ser cableada respetando los límites de espacio en los paneles de la sala de control (figura 1).

En la actualidad, los avances en el *hardware* y en el *software* han hecho posible la implementación de alarmas a un costo mínimo, sin límites de espacio y con una menor revisión. Por lo tanto, se originan alarmas innecesarias.

La consecuencia más importante fue la aparición de sistemas sobrea-



alarmados, en los que hay demasiadas alarmas configuradas o instaladas y alarmas anunciadas al operador considerando la cantidad de señales existentes (analógicas y discretas) y la tasa de alarmas que un operador puede atender eficientemente (figura 2).

En consecuencia, muchas alarmas no puedan ser evaluadas por el operador, lo cual constituye una seria amenaza a la seguridad del proceso porque ¿qué alarmas pueden ser ignoradas sin comprometer la seguridad del proceso? En el otro extremo, se puede tener un sistema subalarmado, cuyos aspectos negativos están a la par de los de un sistema sobrealarmado.

Por ende, lo recomendable es disponer de un sistema que tenga las alarmas necesarias para lograr una operación segura y eficiente. La problemática con las alarmas puede resumirse en dos factores:

### Tasa de alarmas muy alta

La tasa de alarmas indica la carga que el sistema de alarmas produce en el operador. Si se quiere que el operador responda a todas las alarmas, el sistema no puede producir más alarmas de las que el operador puede atender eficazmente. Los factores más importantes que impactan en la tasa de alarmas son:

1. Número de alarmas configuradas.
2. Banda muerta de las alarmas analógicas (presión, temperatura, caudal, nivel, etc.).
3. Límites de las alarmas analógicas.
4. Alarmas de equipos paquetes (compresores, hornos, etc.).

### Falta de criterio para asignar la prioridad de una alarma

La prioridad de una alarma determina el orden con el que el operador deberá responder a esa alarma, es decir, determina la importancia relativa de las alarmas. Con frecuencia, se pueden encontrar sistemas en los que todas las alarmas tienen la misma prioridad, o un gran porcentaje son de una prioridad y unas pocas de otra prioridad. Es importante que las alarmas sean priorizadas correctamente porque, en un escenario en el que el operador reciba una secuencia de alarmas en un período corto, la prioridad es el único factor que tiene para determinar a cuál responderá con mayor urgencia.

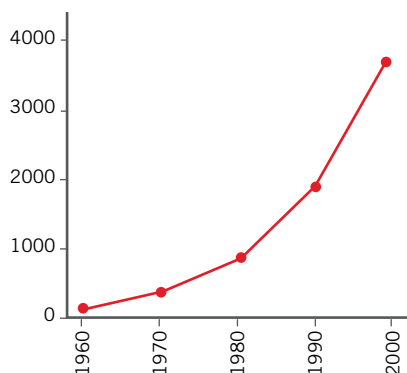


Figura 2. El crecimiento exponencial de las alarmas configuradas por operador

## La solución: la gestión de alarmas

La gestión de alarmas es un proceso por el cual las alarmas son diseñadas, monitoreadas y gestionadas para asegurar operaciones más confiables y seguras. El primer error es asumir que esta se basa en reducir alarmas. El objetivo consiste en mejorar la calidad actuando sobre la tasa de alarmas durante la operación normal, la tasa de alarmas durante situaciones anormales, la prioridad de las alarmas y los problemas relacionados con el mantenimiento y la operación/control.

La motivación para hacer gestión de alarmas se fundamenta en mejorar el ambiente de trabajo del operador (su ergonomía), prevenir su sobrecarga, evitar paradas inesperadas, otorgarle mayor seguridad a la operación y afianzar de este modo la confiabilidad de la planta.

### Pasos para implementar la gestión de alarmas

Existen diversas recomendaciones sobre los pasos o etapas para implementar la gestión de alarmas, aunque todas tienen algunos puntos comunes. PAS recomienda seguir siete pasos: los primeros tres son fundamentales, mientras que los restantes dependen del sistema que se busca mejorar. Estos son:

#### Idear, adoptar y mantener una filosofía de alarmas

La filosofía de alarmas es una guía para la implementación y el cambio de alarmas. Provee las bases para seleccionar, priorizar y configurar una nueva alarma, así como también algunas metodologías pensadas para resolver los problemas que generan las alarmas.

### Recopilar datos y crear un punto de referencia

No se puede controlar lo que no se mide. Por lo tanto, es necesario recolectar información de las alarmas para poder realizar un análisis que permita conocer el estado actual de nuestro sistema. Esto se hace calculando ciertos indicadores que luego son comparados con valores objetivo derivados de la experiencia y estudios realizados sobre plantas similares en la industria de proceso.

### Resolución de "malos actores"

Contempla solucionar los problemas propios de las alarmas anunciadas al operador con mayor frecuencia y que generan la mayor carga al operador. Para ello, sobre la base del diagnóstico preliminar de cada mal actor, se implementan distintas técnicas que modifican la configuración de estas alarmas con el fin de que dejen de ser malos actores.

### Documentar y racionalizar

Incluye la revisión de todas las alarmas tanto sea su configuración como su propósito. Es un trabajo que puede resultar muy costoso en tiempo y dinero, por lo que debe ser cuidadosamente analizado y programado. La documentación de las alarmas es un requisito indispensable para obtener la Base de Alarmas Maestra, que tiene toda la información necesaria de cada alarma instalada en el sistema.

### Implementar auditoría de alarmas y técnicas de restablecimiento

Una vez mejorado el sistema, es imprescindible tener un mecanismo que asegure que la configuración de las alarmas instaladas no cambie con el tiempo, a menos que se trate de una modificación debidamente autorizada. Para ello, se puede implementar algún *software* o programa que monitoree la configuración de las alarmas en el sistema y dé a conocer los cambios que aparezcan respecto de lo aprobado a su tiempo y sazón.

### Implementar la gestión de alarmas en tiempo real

Esta etapa incluye la implementación de algoritmos que permitan cambiar algunos parámetros de las alarmas sobre la base del estado de la planta (arranque, parada, cambio de modo de operación, etc.). También podemos

### Severidad de las consecuencias

Tiempo disponible	Ninguna	Menor	Mayor	Severa
>30 Min	Sin alarma	Sin alarma	Sin alarma	Sin alarma
10 30 Min	Sin alarma	Baja	Baja	Alta
3 10 Min	Sin alarma	Baja	Alta	Alta
<3 Min	Sin alarma	Alta	Emergencia	Emergencia

incluir aquí las técnicas o métodos para deshabilitar alarmas molestas por algún tiempo hasta solucionar el problema que hace que esa alarma se comporte de esa forma.

### Control y mantenimiento del sistema mejorado

Un sistema mejorado no se sostiene en el tiempo si no se adoptan mecanismos de mantenimiento destinados a conservar y mejorar lo hecho en los primeros tres pasos. Este último paso siempre es necesario a fin de asegurar que se mantengan las mejoras obtenidas en los pasos anteriores.

### ¿Qué contiene la filosofía de alarmas?

Se trata de un documento que contiene los lineamientos principales para definir, priorizar e implementar las alarmas en el DCS. Presenta los crite-

rios que deben seguirse para determinar si corresponde o no implementar una alarma y enumera las funciones y las responsabilidades destinadas a la gestión de alarmas. Establece la metodología de asignación de la prioridad de una alarma y da un conjunto de indicadores clave de desempeño (KPI, por su sigla en inglés) para evaluar el funcionamiento de un sistema de alarmas. Describe algunos métodos para lidiar con las alarmas a fin de resolver los problemas que ocasionan.

Una alarma es una señal que es anunciada al operador, en general por un sonido audible, por alguna forma de indicación visual –usualmente un parpadeo– y por la presentación de un mensaje o de algún otro identificador. Indica un problema que requiere que el operador actúe. Suele producirse por una medición de proceso que supera un límite de alarma predefinido aproximándose a un valor no deseado

o peligroso.

Los criterios más importantes para seleccionar una alarma son:

1. ¿El suceso requiere alguna acción del operador?
2. ¿Esta alarma es la mejor indicación de la raíz del problema?
3. ¿Esta alarma responde a una situación anormal?

En el caso de los sucesos que no requieran acción del operador, no se les permitirá producir alarmas, y estas serán el producto de situaciones anormales solamente, no de situaciones normales.

### Definición de “prioridad de una alarma”

La prioridad de una alarma comunica al operador la gravedad de una condición específica del proceso. Es recomendable utilizar pocos niveles de prioridad, por ejemplo: alta, media y baja, o emergencia, alta y baja. La prioridad de una alarma se determina en función de los siguientes factores:

1. El tiempo disponible del operador para responder exitosamente a la alarma.
2. La gravedad de las consecuencias en caso de que el operador no responda a la alarma.

Indicador clave de <i>Performance</i> (KPI)	Objetivo interino	Objetivo a largo plazo
Promedio de alarmas.	<300 por día	<150 por día.
Porcentaje del tiempo en que se excede el promedio de alarmas deseado como meta.	5%	0%
Distribución de prioridad de alarmas activadas en al menos una semana de datos recopilados.	~80% Baja, ~15% Media, <=5% Alta	~80% Baja, ~15% Media, <=5% Alta.
Alarmas suprimidas.	Cero (A menos que sea parte de una estrategia definida para desactivarlas temporalmente, supresión de avalanchas, control basado en el estado de la planta)	Cero (A menos que sea parte de una estrategia definida para desactivarlas temporalmente, supresión de avalanchas, control basado en el estado de la planta).
Alarmas repetitivas (ocurrencias de alarmas que entran y salen muchas veces continuamente).	10 ocurrencias o menos en un período de una semana	0 ocurrencias por día.
Alarmas permanentes (más de 24 horas activadas).	20 o menos en un período de una semana.	0 por día.
Inundación (de 10 a 20 alarmas en un período de 10 minutos).	<=5 por día.	<=3 por día.
Avalanchas (>20 alarmas en un período de 10 minutos).	<=3 por día.	0 por día.
Cambios en la prioridad de las alarmas, puntos de disparos, supresión.	Ninguno que no haya sido autorizado. Ninguno que no sea parte de una estrategia definida para desactivar alarmas temporalmente.	Ninguno que no haya sido autorizado. Ninguno que no sea parte de una estrategia definida para desactivar alarmas temporalmente.

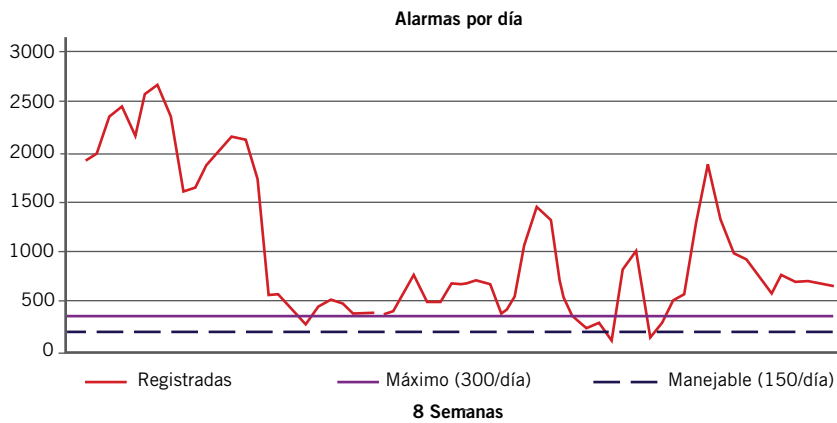


Figura 3.

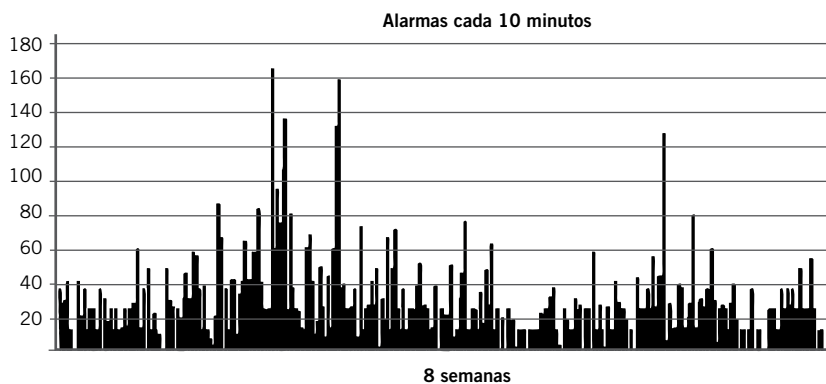


Figura 4.

Este segundo factor puede obtenerse a partir de una matriz que contemple el impacto en la seguridad de las personas, en las instalaciones, en la pérdida de producción y en el medio ambiente para luego tomar la gravedad mayor como resultante. Con estos dos factores, y de acuerdo con las recomendaciones de las mejores prácticas, puede utilizarse la siguiente matriz para determinar la prioridad de una alarma:

### Indicadores de desempeño de alarmas

Para definir el desempeño de un sistema de alarmas, es necesario especificar un conjunto de indicadores clave de desempeño (KPI). Los KPI deben calcularse sobre un período razonable, por ejemplo, una semana. EEMUA, a través de su publicación 191, presenta algunos indicadores que pueden ser utilizados a la hora de evaluar el desempeño de un sistema de alarmas. Los KPI sugeridos son:

- Tasa promedio de alarmas (*Average Alarm Rate*).
- Máxima tasa de alarmas (*Maximum Alarm Rate*).
- Porcentaje de tiempo que la tasa de alarmas está fuera del umbral aceptable

(% of time alarm rates is outside of acceptability target).

Estos índices se calculan por operador, y generalmente se utiliza un intervalo de diez minutos.

#### Tasa promedio de alarmas

Es una simple medida del nivel promedio de interrupciones impuestas al operador. Se calcula el número total de alarmas anunciadas al operador/número total de intervalos de tiempo.

#### Máxima tasa de alarmas

Es la peor carga impuesta al operador en un intervalo de diez minutos. Se calcula a partir de dividir el registro

de alarmas en intervalos de diez minutos y luego registrar el máximo número de alarmas anunciado al operador en cualquiera de los intervalos. Siempre se expresa en intervalo de tiempo utilizando como base diez minutos y luego multiplicando ese número por seis en los casos que requieran darlo por hora.

#### Porcentaje de tiempo que la tasa de alarmas está fuera del umbral aceptable

Es una medida de la porción del tiempo en que las alarmas del sistema exceden la tasa de alarmas aceptable. El índice es calculado dividiendo el registro de alarmas en el intervalo de tiempo requerido (usualmente diez minutos) y luego calculando el número de alarmas anunciadas al operador en todos los intervalos. La proporción del tiempo en que el número de alarmas excede el umbral es expresado en porcentaje (por ejemplo, si en uno de diez intervalos se superó el objetivo, se tendrá el 10%).

#### Número de períodos donde hay intensa actividad de alarmas

El índice mide el pico en la actividad de las alarmas. Se calcula dividiendo el registro de alarmas en intervalos de diez minutos y calculando el número de alarmas anunciadas al operador en cada uno de estos intervalos. Se cuenta el número de intervalos en donde la cantidad de alarmas supera el objetivo de cien alarmas. Por último, el índice puede expresarse en un porcentaje del total de intervalos. La idea es reducir este porcentaje.

#### Alarmas suprimidas

Este índice tiene dos partes. La primera es el cálculo de las alarmas suprimidas; el objetivo de este valor

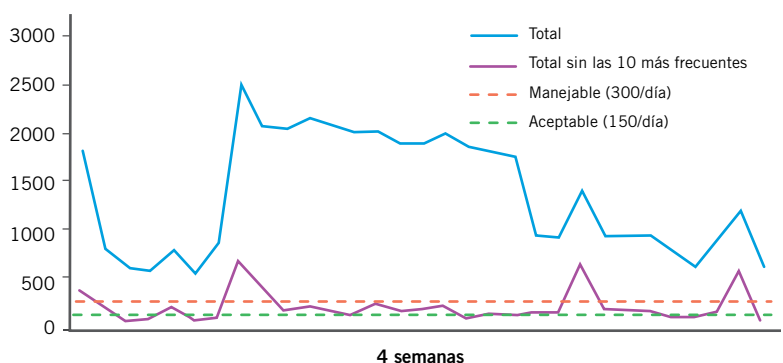


Figura 5.

apunta a que esté por debajo de treinta. La segunda consiste en medir la duración de cada alarma suprimida. La gestión de alarmas debe definir una estrategia que contemple las revisiones necesarias para tener bajo control la supresión de las alarmas.

### Alarmas permanentes

Este índice también consta de dos partes. La primera es el número de alarmas permanentes; el objetivo apunta a que esté por debajo de diez. La segunda consiste en medir el tiempo durante el cual una alarma activa se considera permanente, que, según una buena definición, es aquella que permanece activa por más de un turno de doce horas o de un día completo.

### Alarmas más frecuentes

Es una buena indicación de aquellas alarmas que impactan con mayor peso en la tasa de alarmas para reconocer los “malos actores” que cargan el sistema. Se calcula expresando el número total de ocurrencias de las diez alarmas más frecuentes como un porcentaje del total de alarmas en el período de medición.

De manera similar a EEMUA, PAS define algunos indicadores junto a sus valores objetivo para evaluar el funcionamiento de un sistema de alarmas. Estos KPI son (ver tabla en la página 75).

Como puede verse en la tabla, los indicadores y sus valores objetivo son similares a los definidos en la publicación 191 de EEMUA.

### Recopilación de datos y cálculo de indicadores

Para el cálculo de los KPI, debe elaborarse una base de datos con la configuración de las alarmas. En general, esta se obtiene al extraer la configuración de las alarmas instaladas del DCS. Los análisis que utilizan estos datos reciben el nombre de “análisis estáticos o de configuración”; también se requiere de alguna aplicación que colecte las alarmas anunciadas al operador. Por su parte, los análisis realizados con datos dinámicos se denominan “análisis dinámicos”. Los KPI calculados sirven para establecer una comparación con los valores recomendados para la industria a partir de distintos estudios llevados a cabo en otras plantas similares. A continuación, se presentan algunos ejemplos



de los indicadores ya mencionados (ver figura 3).

Es el mejor indicador de la carga que impone el sistema de alarmas al operador.

Este indicador presenta la carga máxima a la que se expone al operador. La inundación de alarmas empieza en más de diez alarmas en diez minutos; y la avalancha, en veinte alarmas en diez minutos (ver figura 4).

La distribución de alarmas por prioridad debe basarse en datos estáticos o de configuración utilizando la información de las alarmas instaladas y en datos dinámicos o alarmas anunciadas. Ambas distribuciones deberían presentar valores similares teniendo en cuenta las recomendaciones de las mejores prácticas, aproximadamente 80% baja, 15% media y 5% alta. En este indicador, se excluyen las alarmas de mala función de instrumentos.

### Resolución de “malos actores”

Los “malos actores” son alarmas que molestan. Si abundan en el sistema, se torna inútil, puesto que las alarmas importantes o críticas se pierden en este mar de alarmas.

En la figura 5, puede verse una tendencia que muestra cuál sería la distribución de alarmas por día en caso de resolver el problema de las diez alarmas que más impactan en el sistema. Según puede observarse, la distribución estaría dentro de los límites manejables en casi todo el período analizado.

Se puede afirmar que, sin criterios ni gestión, es imposible tener bajo control los sistemas de alarmas. La gestión de alarmas apunta a lograr una

operación más segura disminuyendo el riesgo a las personas y a las instalaciones. A través de ella, se pueden minimizar las paradas de planta imprevistas o la interrupción de la producción. Para implementarla, deben seguirse distintos pasos, que incluyen la adopción de una filosofía de alarmas, la resolución de “malos actores” y la definición de indicadores de desempeño que evalúen el funcionamiento del sistema en tratamiento. ■

### Referencias

- PALOMEQUE, Daniel, “Enfoque integral y herramientas de gestión”, *Petrotecnica*, Año 46, N.º 1, febrero de 2005, págs. 42-48.
- EEMUA, *Alarm Systems: A guide to design, management and procurement*.
- ANSI/ISA-18.2-2009, *Management of Alarm Systems for the Process Industries*.
- PAS, Inc., *The Alarm Management Handbook*.
- HABIBI, Eddie y Bill HOLLIFIELD, “Alarm systems greatly affect offshore facilities amid high oil prices”, *World Oil*, septiembre de 2006, págs. 101-105.
- HSE, “Better Alarm Handling”, *Chemicals Sheet N.º 6*.
- BRANSBY, M. L. y J. JENKINSON, *The Management of Alarm Systems*, HSE Contract Research Report 166/1998, 1998.
- KOENE, Johannes y Hiranmayee VEDAM, “Alarm Management and Rationalization”, *Third International Conference on Loss Prevention*, 2000.



# Primer trabajo de *coiled tubing* con fibra óptica de la Argentina

Por **Ing. Fernando Andrés Barbalace Gamiochipi**,  
*Petrobras Argentina S.A.*  
y **Víctor Vistoso**,  
*Petrobras Argentina S.A.*

Se inauguró en el país la posibilidad de sumar al sistema de *coiled tubing* el uso de una herramienta de fibra óptica que permite transmitir a la superficie, en tiempo real, los productos de sus mediciones desde la profundidad del pozo

Trabajo seleccionado  
en las *Jornadas de Perforación del IAPG, 2010*

Se realizó, recientemente, en la Argentina el primer trabajo de *coiled tubing* (CT) con fibra óptica del país. Dicho trabajo fue programado durante meses para dar como resultado una ejecución exitosa, dentro de los plazos y presupuesto estimados. La operación se llevó a cabo en un pozo horizontal del yacimiento Aguada de la Arena, operado por Petrobras Argentina SA.

El *coiled tubing* en sí no es una técnica nueva, sino que se utiliza desde hace décadas, y consiste en un tubo metálico continuo que permite no tener que manipularlo ni estibarlo tramo a tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, puesto que se enrolla y desenrolla. Esta última característica permite un manejo y almacenamiento más prácticos, por lo que el tubo es aplicado tanto en la perforación de pozos dirigidos, como en su reparación o terminación.

En este caso, sí es novedosa la utilización de fibra óptica de 1,8 mm de espesor inyectada por dentro del *coiled tubing*, que permite su uso como sensor que no sólo sirvió para mediciones, sino que también ofreció lecturas en tiempo real de la temperatura, que transmitió a superficie.

## El lugar

El yacimiento Aguada de la Arena es un campo de gas, ubicado a 200 km al noroeste de la ciudad de Neuquén. La producción de gas proviene de Mulichinco (una formación muy sensible al agua) a una profundidad vertical aproximada entre 1600 m y 1740 m.

## Características del pozo

El pozo intervenido fue perforado entre los meses de agosto y octubre del 2008 y puesto en producción en el mismo mes de octubre exclusivamente de su tramo horizontal, capa "D" (mediante caño filtro). La baja producción registrada del pozo desde su terminación planteó la necesidad de abrir nuevos niveles, con el desafío de no ahogar la zona productora original, ya que las formaciones productivas son muy sensibles al agua.

## Objetivo

El objetivo de la intervención era

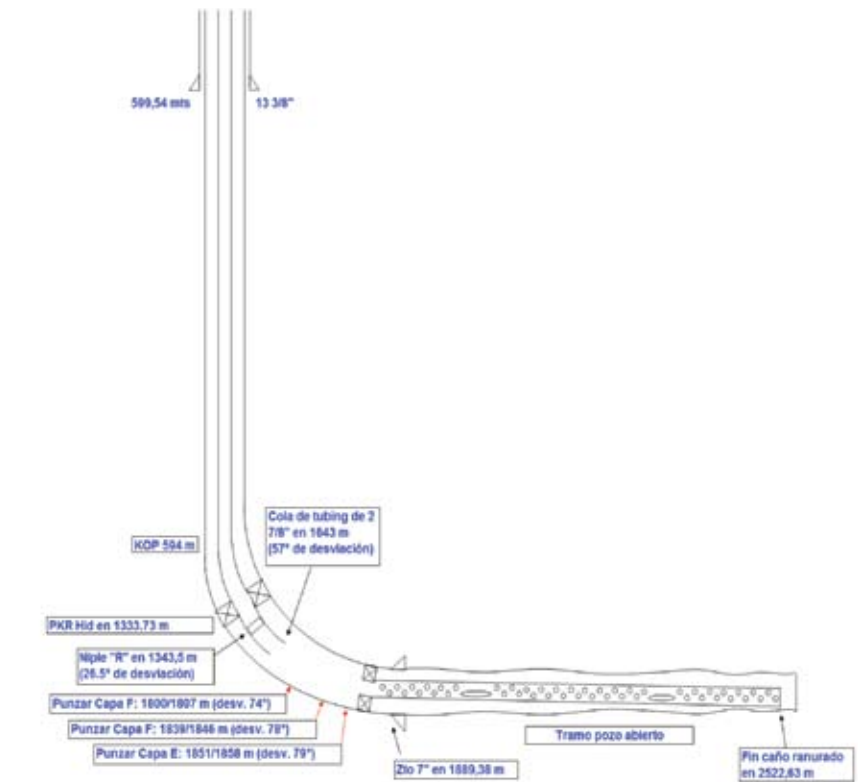


Figura 1. Diagrama del pozo

punzar las capas "E" y "F", situadas por encima del tramo horizontal del pozo, tramo que se quería mantener en producción durante y luego de la ejecución del trabajo.

Se tenía como prioridad no ahogar con ningún fluido líquido el pozo, ya que las capas de interés y la productora son muy sensibles al agua, por lo que hubo que planificar todo el trabajo con presión de gas com-

bustible en boca de pozo, durante las operaciones de sacada de instalación, puesta en profundidad, detonación de las cargas, bajada de instalación, etcétera.

Adicionalmente, debido a que el yacimiento en cuestión tiene sólo 11 pozos perforados activos, era sumamente importante bajar el impacto de parada de producción de este pozo para evitar la incidencia que tiene

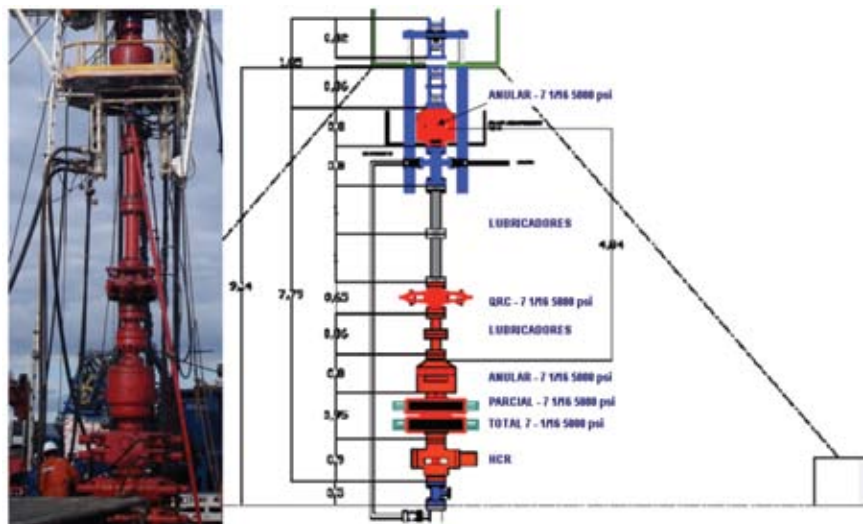


Figura 2. Disposición BOPs Unidad Snubbing



Figura 3. Vista de los recursos empleados

sobre la diaria del campo, para lo cual, se fijó como objetivo adicional poner el pozo a producir siempre que fuera posible.

### Planificación del trabajo

Se analizaron diversas alternativas para cumplir estrictamente con el objetivo de la intervención, determinando el uso de una unidad *snubbing* para la sacada y bajada de la instalación con el pozo vivo y el uso de un *coiled tubing* con registro en tiempo real de CCL (*casing collar log* o perfilaje de cuplas de cañerías) para puesta en profundidad y punzado CTCP (*coiled tubing conveyed perforating* (técnica de punzado)).

Debido a la particularidad de la operación, se planificó el trabajo de manera sumamente detallada, sin dejar nada librado al azar y con contingencias para el caso de las operaciones críticas.

### Recursos empleados

**Unidad Snubbing:** se utilizó esta unidad con el fin de poder sacar la instalación sin ahogar el pozo. Este equipamiento permite sacar tubulares del pozo, haciendo *snubbing* o *stripping* (con presión en boca de pozo y fuerza resultantes ascendientes mayores, iguales o menores al peso de la sarta). Cuenta con un sistema de cuñas viajeras con las que se sacan los tubos y un arreglo de BOPs para realizar el trabajo, según se muestra en la figura adjunta:

**Coiled tubing con registro en tiempo real:** esta unidad fue utilizada con

el fin de posicionarse en profundidad haciendo uso del CCL en tiempo real. Para realizar dicho registro, se cuenta con una herramienta posicionada en la punta del CT (*coiled tubing*), que además de medir CCL, brinda lecturas de presión por directa y anular del CT y temperatura. Transmite a superficie, a través de una fibra óptica de 1,8 mm de espesor, que va inyectada por dentro del CT. La fibra óptica, al ser tan fina, no adiciona pérdidas de carga en el sistema y permite el pasaje de bolitas por dentro del CT.

**Unidad criogénica:** se utilizó un bombeador de N<sub>2</sub>, para realizar todos los bombeos que normalmente se hacen con líquido. En este trabajo particular se utilizó N<sub>2</sub> para hacer las

pruebas de hermeticidad, vaciado del pozo, detonación de TCP con bolita, fijado de la instalación y equalización de presiones para retirar tapones de *flow control*.

**TCP con CT:** el *Tubing Conveyed Perforating* (TCP) es una técnica empleada para punzar con pozo vacío, haciendo uso de un tubular como medio de conexión entre los cañones y superficie (en este pozo en particular, el tubular es el *coiled tubing*). Se utilizó este sistema con el *coiled tubing* para poder punzar en tramo casi horizontal, con una inclinación tal, que no se podía usar equipo de *wire line*.

**Grúas de asistencia:** se utilizaron 2 grúas de 70 tn, para el izamiento de cañones, levantado de tubulares, montaje y desmontaje de lubricadores y cabeza inyectora del *coiled tubing*.

### Coiled tubing con registro en tiempo real

**Fibra óptica:** cuenta con un sistema de 4 fibras ópticas envainadas, las cuales tienen una protección total para evitar su daño. Estas 4 fibras tienen un diámetro de 1,8 mm y son inyectadas dentro del *coiled tubing*, de manera que una vez colocadas, no interfieren en la operación.

Esta fibra óptica es invisible a la operación, desde el punto de vista que no eleva las pérdidas de carga en *coiled tubing*, permite lanzar bolas de

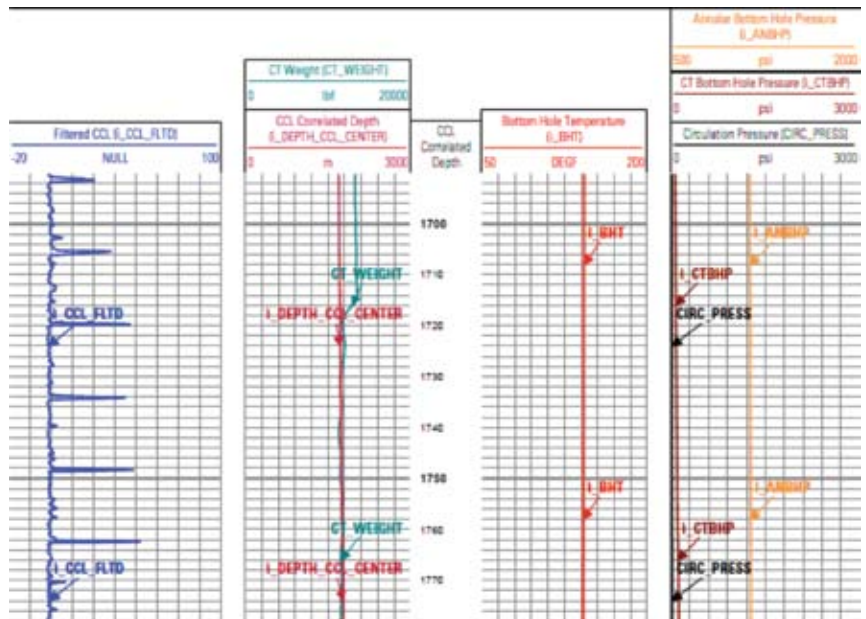


Figura 4. Gráfico tipo de tiempo real





CONFERENCIA REGIONAL  
**ARPEL 2011**  
Desarrollo energético sostenible

Punta del Este, Uruguay | 28-31 de marzo de 2011

**Ideas · Soluciones · Acciones**  
Hacia una mayor sinergia regional

**Foro Latinoamericano de Promoción de Oportunidades de Inversión en E&P (LATINVE&P)**

El Foro LATINVE&P ofrece un punto de encuentro para que agencias de hidrocarburos, empresas estatales y gobiernos promuevan oportunidades de inversión en sus países. Además se contará con distintas áreas de exhibición e información sobre rondas licitatorias. En su carácter de pre-conferencia comenzará el 28 de marzo y se extenderá dos días más junto con la Conferencia Regional ARPEL 2011. Aquellos que se inscriban, podrán participar además de la Conferencia Regional ARPEL 2011, y viceversa, ya que las personas registradas en la Conferencia tendrán derecho a participar de este Foro.

**Patrocinan** Confirmados a la fecha:

Platino



Oro



Plata



Bronce



Apoyan



Declarado de interés nacional por:



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

Inscripciones: Tel.: (+598) 2706 9629 o vía mail a [inscripcionesconferenciaarpe@arpe.org.uy](mailto:inscripcionesconferenciaarpe@arpe.org.uy)

## Resumen del programa de trabajo:

1. Montar SL y fijar TPN RZG en niple R 2,25 en 1343,5 m.
2. Montar US.
3. Librar anchor.
4. Bombear N2, hasta terminar de desplazar el agua del anular.
5. Sacar anchor a superficie.
6. Armar Retrieving Tool (RT) + niple F 2,31 (con tapón insertado y probado con presión).
7. Librar PKR y sacar PKR a superficie.
8. Montar equipo de WL y fijar TPN en último *tubing* de cola de instalación.
9. Sacar resto de la instalación.
10. Montar lubricadores y unidad de CT con fibra óptica.
11. Armar cañones para realizar *dummy run*.
12. Realizar carrera *dummy run*, activando detonador con bolita viajando con N2.
13. Sacar y realizar 3 carreras de punzado.
14. Desmontar CT.
15. Bajar nueva instalación de producción.
16. Guía de entrada + niple R 2,31" (con TPN RZG insertado) + 1 *pup joint* (2 7/8 Cr13 SEC).
17. Profundizar resto de la instalación.
18. Fijar PKR con N2.
19. Desmontar US.
20. Montar Armadura de surgencia.
21. Recuperar TPN de *Flow Control*.
22. Entregar pozo a producción.

## Programa de detalle:

- 1 Realizar pruebas de presión para definir producción por anular.
- 2 Realizar carrera de calibre (representativo del diámetro y longitud del TPN a fijar).

## POZO SIN EQUIPAMIENTO DE SNUBBING (TRABAJO RIG-LESS)

- 3 Colocar manómetro en anular de 7" y observar presión (no despresurizar) - 24 horas.
- 4 Montar SL y fijar TPN RZG en niple R 2,25 en 1343,5 m.
- 5 Despresurizar anular y directa.
- 6 \*Esperar 24 horas y observar presión nuevamente en anular de 7".

## COMIENZO MONTAJE UNIDAD SNUBBING

- 7 Montar Periféricos de Unidad *Snubbing*.
- 8 Colocar TWC.
- 9 Retirar armadura de surgencia.
- 10 Montar Spool bridado con salida lateral + válvula HCR 7 1/16" + BOP doble + US.
- 11 Conectarse al lateral de la BOP y probar hermeticidad de las 2 válvulas con 300 y 3500 psi.
- 12 Cerrar BOP total y probar con 300 y 3500 psi. Ídem válvula. HCR 7 1/16".
- 13 Abrir BOP total y colocar caño de maniobra.
- 14 Cerrar BOP parcial y probar con 300 y 3500 psi.
- 15 Abrir BOP parcial, cerrar BOP anular y probar con 300 y 3500 psi.
- 16 Abrir BOP anular, cerrar QRC y probar QRC con 300 y 3500 psi.
- 17 Abrir QRC, cerrar anular superior y Probar BOP anular superior con 300 y 3500 psi.
- 18 Librar anchor.
- 19 Sacar colgador a superficie (chequear presión entrampada por directa).
- 20 Retirar TWC y colgador.
- 21 Bombear N2 a máximo caudal hasta terminar de desplazar el agua del anular a superficie.
- 22 Sacar anchor a superficie.
- 23 Armar *Retrieving Tool* (RT) + niple F 2,31 (con tapón insertado y

probado con presión).

- 24 Bajar *Retrieving Tool* con cañería de maniobra (2 7/8" EUE) hasta PKR BC.
- 25 Antes de conectar RT: montar líneas de N2, y probar hermeticidad de tubing con 1500 psi.
- 26 Conectar RT y librar PKR.
- 27 Sacar PKR a superficie. DESARMAR PKR ÚNICAMENTE. NO SACAR MÁS TUBERÍA.
- 28 Profundizar X-O 2 7/8" SEC PIN a 2 7/8" EUE BOX + 10 tbg de 2 7/8" EUE.
- 29 Colocar 2 válvulas de pasaje pleno de 2 7/8".
- 30 Montar lubricador de SL.
- 31 Abrir válvula de directa.
- 32 Presurizar con bomba hasta lograr una equivalente de la presión por anular.
- 33 Librar prong y TPN RZG.
- 34 Desmontar SL.
- 35 Montar WL.
- 36 Realizar carrera calibre (2,125" x 1 m) + CCL y bajar TPN Composite y fijar en último *tubing*.
- 37 Desmontar lubricador de WL y montar sobre válvula de pasaje pleno línea a piletta de ensayo.
- 38 Abrir válvula de pasaje pleno y despresurizar pozo, verificando correcta hermeticidad del TPN Composite.
- 39 Sacar resto de instalación.
- 40 Realizar acondicionamiento de tubulares.
- 41 Desmontar mesa viajera y desarmar sistema de cuña fija.
- 42 Realizar reunión de seguridad con todo en personal involucrado.
- 43 Acomodar CT#2, Reel ACTive 1 3/4", bomba de fluidos, bomba de N2, grúa de 45 t y de 70 t.
- 44 Instalar sobre boca de pozo el siguiente equipo: Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 5 kpsi, Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 10 kpsi, Riser 7 1/16 10 kpsi. (Hasta este elemento tendremos un bolsillo de 9,18 m desde 2da BOP total).
- 45 Armar Cañones para *dummy run* (sin explosivos de punzado, pero con *fire-head* activo), de aprox 9,30 m. Estos estarán compuestos por punto de izaje en extremo de cañón, Carsac, X-over a 2 3/8" pin, cupla 2 3/8", Sub de circulación, *fire-head*, Cañones dummy de 7,5 m y bull plug. OBS: (Se coloca un guinche sujetando en 4 5/8", el cual levanta todo el peso, poniéndolo horizontal mientras con el plumin sujetamos del elevador vinculado al quick union). Colocar todo el conjunto en los lubricadores, hasta llegar al plato de sujeción de 4 5/8" en bdp.
- 46 Posicionar cañones dentro de lubricador 7 1/16" 10 kpsi.
- 47 Armar inyector HR-580 con los siguientes elementos: Stripper para 1 3/4", Lubricadores bowen de 3,9 m de longitud 3 1/16 10 kpsi, Conexión Bowen sobre BOP 3 1/16 10 kpsi, BOP Combi 3 1/16" 10 kpsi, Spool 3 1/16 10 kpsi x 4 1/16 10 kpsi, Spool 4 1/16 10 kpsi x 7 1/16 10 kpsi.
- 48 Armar el siguiente BHA: Conector ACTive 2 1/8", CT Head 2 1/8", Módulo de electrónica 2 1/8", CCL 2 1/8", X-over 2 1/8" OD a pin 1.812" SA, DFCV 2 1/8", Unión de desconexión hidráulica 2 3/8", Sub. de circulación 2 1/8" p/5000 psi, parte superior de conector CARSAC 2 1/8".
- 49 Hacer *pull test* de Conector con 20,000 lbf.
- 50 Hacer unión de BHA (parte de BHA del CT con cañón posicionado en lubricador).
- 51 Hacer unión de conexión bridada 7 1/16" 10 kpsi, se utilizará para esta etapa un elevador de personal y la distancia del piso de trabajo de este elevador se colocara al menos 1 metro desde la última bala del cañón.
- 52 Realizar pruebas de presión @ 3000 psi, contra válvula HCR 7 1/16".

- 53 Bajar CT con cañones hasta boca de liner ~1865 m haciendo registro con CCL y correlación de profundidad.
  - 54 Realizar secuencia de simulación de activación de cañones mediante bombeo de bolita de 10 mm.
  - 55 Sacar CT a superficie para realizar cambio de BHA por cañones activos.
  - 56 Sacar cañones de *dummy run* e introducir cañones con carga dentro de lubricador 7 1/16" 10 kpsi. Importante: esta etapa se realizara únicamente con luz diurna, silencio de radios y respetando todas las medidas de seguridad referentes al manejo de explosivos en locación.
  - 57 Espera luz diurna.
  - 58 Repetir puntos 50 a 56 para realizar las tres carreras de punzados CTP. Excepto el punto 52 que se hará con presión de boca de pozo.
  - 59 Retirar conjunto de Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 5 kpsi, Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 10 kpsi, Riser 7 1/16 10 kpsi.
  - 60 Colocar manómetro y registrar presión de pozo estática. Dejar asentado en parte, para su posterior uso en el punto 89.
  - 61 Montar mesa viajera y sistema de cuñas fijas.
  - 62 Montar pinza con control de torque.
  - 63 Armar guía de entrada + niple R 2,31" (con TPN RZG insertado) + 1 pup joint (2 7/8 Cr13 SEC). (Todo este conjunto probado con presión en base.)
  - 64 Bajar instalación con 29 tbg de 2 7/8" Cr13 SEC + F 2.31 + 4 tbg 2 7/8" SEC.
  - 65 Desmontar pinza de control de torque.
  - 66 Montar unidad de SL.
  - 67 Presurizar con bomba hasta lograr una equivalente de la presión por anular.
  - 68 Pescar prong y esperar equalización de presión.
  - 69 Recuperar TPN WRZG.
  - 70 Fijar TPN WFZG (para 5000 psi).
  - 71 Abrir directa y observar presión 0 (cero).
  - 72 Desmontar Cía de Alambre.
  - 73 Probar con bomba de *Snubbing* con 4000 psi. (con agua).
  - 74 Montar pinza con control de torque.
  - 75 Profundizar resto de la instalación: PKR (incluye anchor + reducción + F 2,81") + resto tbg 3 1/2" TBL Cr13.
  - 76 Montar unidad criogénica.
  - 77 Desmontar pinza de control de torque.
  - 78 Colocar válvulas de pasaje pleno en *tubing* de maniobra y conectar línea de N2.
  - 79 Cerrar válvulas de maniobra de pasaje pleno y probar líneas unidad criogénica con 5000 psi.
  - 80 Con herramienta en profundidad programada (PKR en +/- 1334 m). Fijar PKR presurizando con N2 con 3500 y 4000 psi.
  - 81 Librar presión y chequear asentado correcto de la herramienta.
  - 82 Presurizar anular con N2 con 500 psi y verificar correcto fijado del PKR.
  - 83 Despresurizar anular y bombear agua con fluid PKR por el mismo lateral.
  - 84 Retirar *tubing* de maniobra.
  - 85 Desmontar conjunto de BOP de US + Válvula HCR 7 1/16".
  - 86 Montar armadura de urgencia.
- POZO SIN EQUIPAMIENTO DE SNUBBING (TRABAJO RIG-LESS)**
- 87 Montar lubricadores y unidad de Slick Line.
  - 88 Montar unidad criogénica y probar líneas con 3000 psi.
  - 89 Presurizar pozo con N2, hasta llegar a una equivalente a la presión estática (esta presión se definirá durante la intervención en el punto 60).
  - 90 Con presiones equalizadas, recuperar prong de WFZG y esperar equalización.
  - 91 Pescar TPN WFZG.
  - 92 Desmontar equipo de SL y unidad criogénica.

hasta 5/8", no da peso adicional a la tubería y tiene un límite de temperatura de 250 °F.

**BHA:** es una herramienta con un diámetro exterior de 2 1/8" y 7 ft de longitud, que nos permite medir presión

interna, presión externa, temperatura de fondo y CCL, transmitiendo en tiempo real, a través de la fibra óptica.

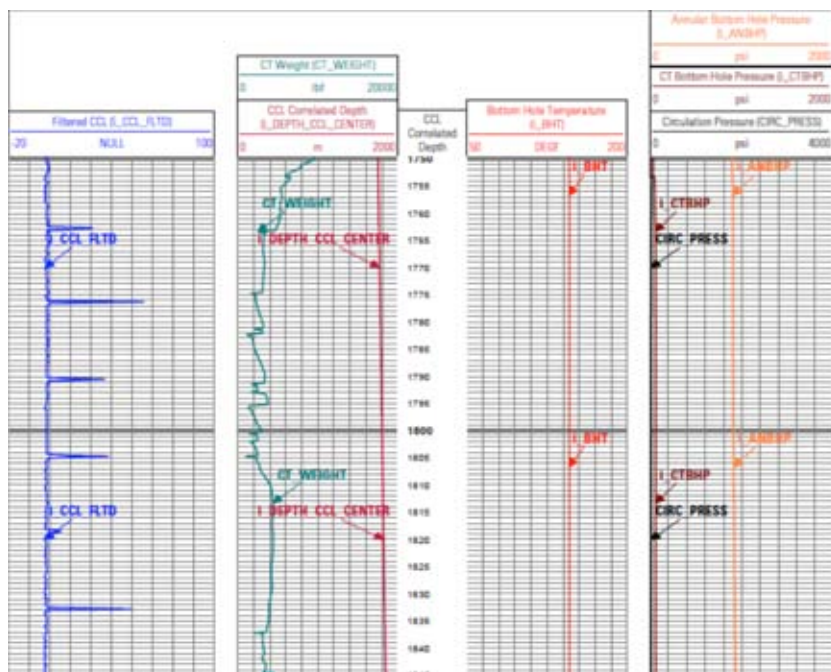


Figura 5. Registro previo al lanzamiento de la bola

### Fue el primer trabajo de *coiled tubing* con fibra óptica de Argentina

Para este primer trabajo realizado, que consistía en la puesta en profundidad y posterior punzado, se realizó una *dummy run* (carrera de prueba), para constatar el buen funcionamiento de la herramienta y probar el lanzamiento de la bola de detonación con N2.

A continuación se muestran las figuras en las que se pueden ver las variables registradas en tiempo real, donde se muestra el lanzamiento de la bola de detonación, la presurización del CT (presión interna), el pasaje de la bola por la herramienta (CCL) y posteriores cambios de presión en directa y anular, producto de la detonación de los cañones (presión interna) y efecto de la presión de la formación, posterior al punzado (presión externa).

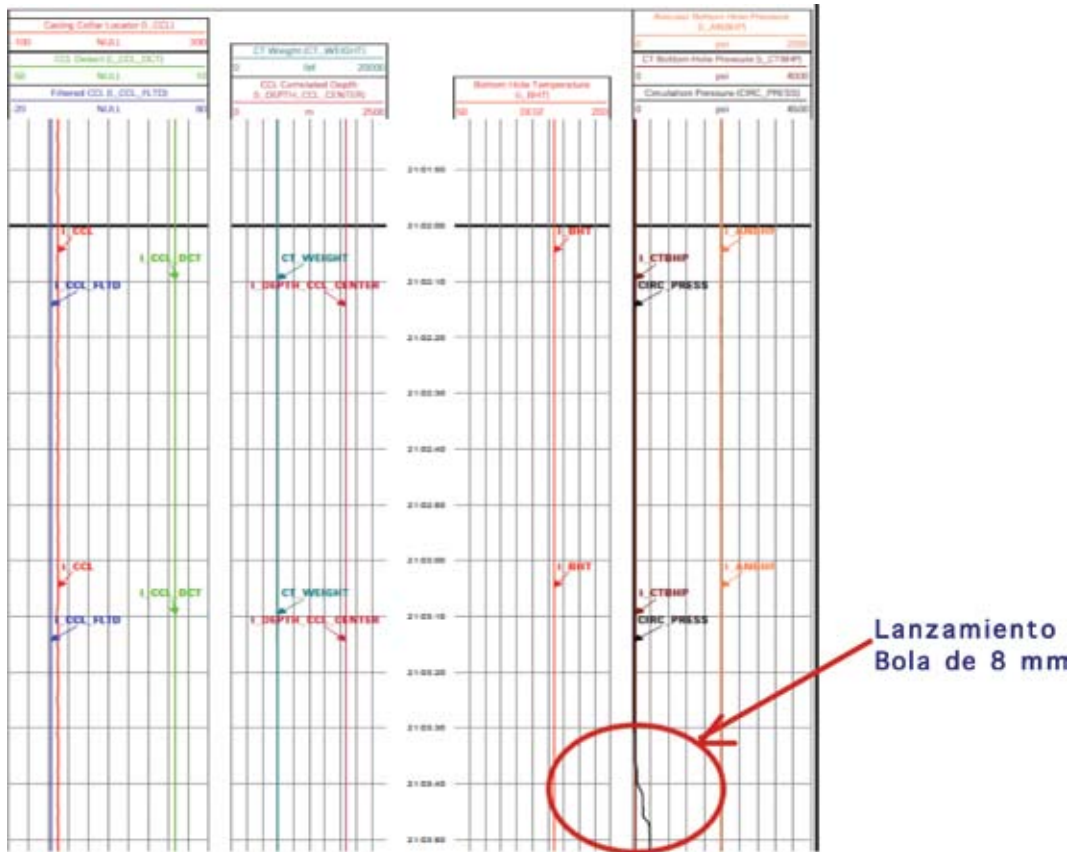


Figura 6. Registro donde se observa el lanzamiento de la bola con la presión de superficie

### Post mórtem

Como evaluación final del trabajo realizado, se confeccionó una planilla donde se comparan los tiempos pro-

gramados versus los reales, indicando con distintos colores las tareas que difieren de las programadas:

### Conclusiones

- Se realizaron muchas actividades innovadoras y atípicas, con suficiente programación, planificación y diseño previo, lo que hizo que fueran altamente satisfactorias. Las maniobras enumeradas son las siguientes:
  - Fijación de un tapón recuperable de 2 7/8" con CT, poniéndonos en profundidad con la fibra óptica.
  - Punzado con CTCP, poniéndonos en profundidad con CCL con fibra óptica, mediante CT.
  - Lanzamiento de bolitas de detonación con N2.
  - Fijado de herramientas con N2.
- La programación previa, con contingentes para todas las maniobras, nos permitió desarrollar la intervención sin problemas.
- Observar las presiones en el fondo del pozo alejó cualquier incertidumbre respecto de la detonación de los cañones.
- Los tiempos de operación se redujeron considerablemente respecto de lo programado.

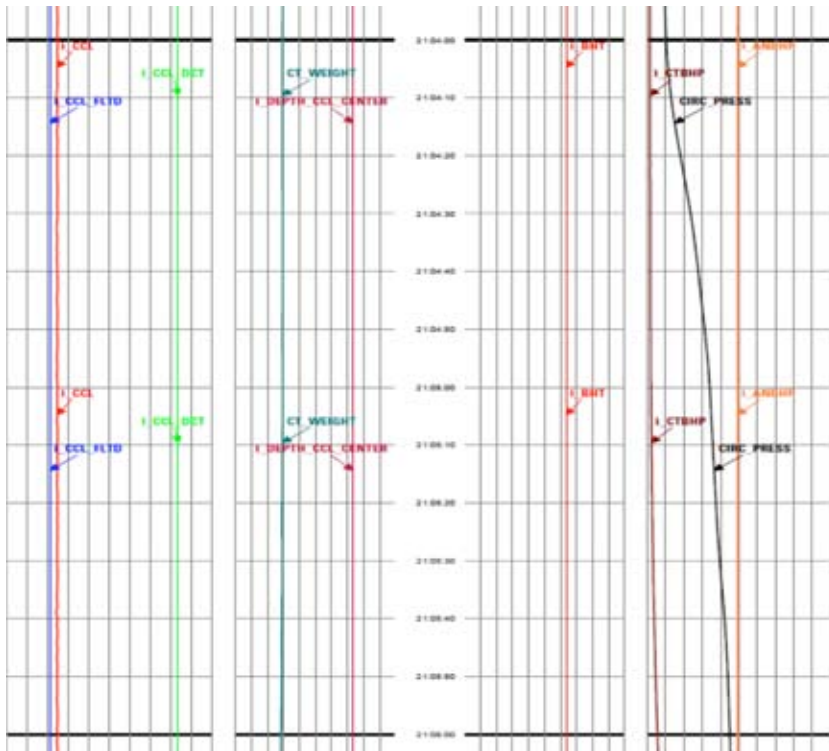


Figura 7. Presurización de la cañería en superficie, y leve presurización en fondo



Figura 8. Paso de la bola por el CCL

- Se pudo realizar el punzado en el pozo horizontal sin ahogar ni invadir la formación con agua.
- Gracias a la observación de la presión de fondo, pudimos ver claramente el efecto de aumento de presión de los nuevos punzados (figura 9).
- Se mantuvo el pozo en producción durante gran parte de la intervención con la unidad *snubbing*.
- Esta herramienta nos permitió hacer un gradiente de presión dinámico mientras sacábamos la sarta en el tramo horizontal y vertical.

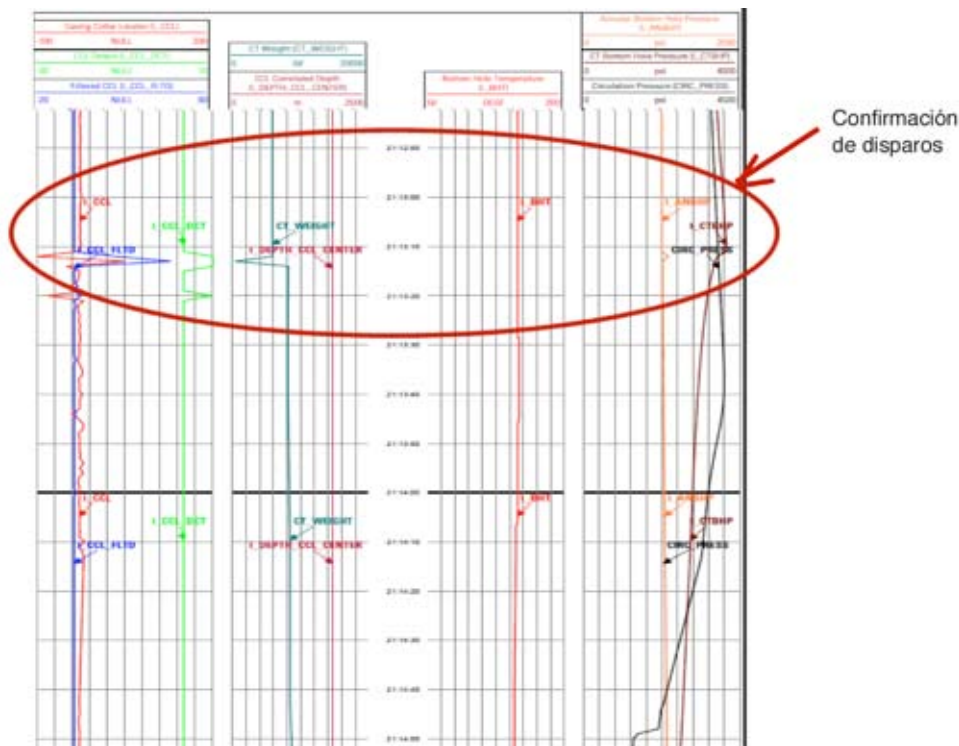
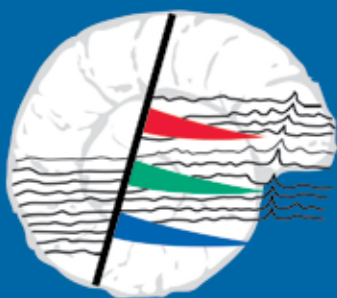


Figura 9. Confirmación de los disparos (se observa un incremento de la presión del pozo por efecto del punzado abierto)

Etapa	Descripción de operaciones	Prog. [Hrs]	Restado [Hrs]	adic. [Hrs]	Real [Hrs]
1	Realizar pruebas de presión para definir producción por anular.	0,00			
2	Realizar carrera de calibre (representativo del diámetro y longitud del TPN a fijar). POZO SIN EQUIPAMIENTO DE SNUBBING (TRABAJO RIG-LESS)	72,00			
3	Colocar manómetro en anular de 7" y observar presión (no despresurizar) - 24 horas.	24,00			
4	Montar SL y fijar TPN RZG en niple R 2,25 en 1343,5 M	24,00			
5	Despresurizar anular y directa.	0,00			
6	* Esperar 24 horas y observar presión nuevamente en anular de 7".	24,00			
6.1	Retira TPN RZG y deja el pozo en producción. COMIENZO MONTAJE UNIDAD SNUBBING				
7	Montar periféricos de unidad Snubbing.	49,00		8,75	57,75
7.1	Se fija TPN RZG en 1343 m.	0,00		1,00	1,00
8	Colocar TWC.	1,00			1,00
9	Retirar armadura de surgencia.	1,00			1,00
10	Montar Spool bridado con salida lateral + válvula HCR 7 1/16" + BOP doble + US.	10,00			10,00
11	Conectarse al lateral de la BOP y probar hermeticidad de las 2 válvulas con 300 y 3500 psi.	1,00			1,00
12	Cerrar BOP total y probar (con bba de prueba) con 300 y 3500 psi. Idem válvula HCR 7 1/16".	2,00			2,00
13	Abrir BOP total y colocar caño de maniobra.	1,00			1,00
14	Cerrar BOP parcial y probar con 300 y 3500 psi.	1,00			1,00
15	Abrir BOP parcial, cerrar BOP anular y probar con 300 y 3500 psi.	1,00			1,00
16	Abrir BOP anular, cerrar QRC y probar QRC con 300 y 3500 psi.	1,00			1,00
17	Abrir QRC, cerrar anular superior y Probar BOP anular superior con 300 y 3500 psi.	1,00			1,00
17.1	Observa pérdida en HCR, repara y continúa con pérdida.	0,00			0,00
17.2	Reemplaza HCR x BOP 7 1/16".	0,00		19,00	19,00
18	Librar anchor.	1,00		0,50	1,50
19	Sacar colgador a superficie (chequear presión entrampada por directa).	0,50			0,50
20	Retirar TWC y colgador.	1,00			1,00
21	Bombear N2 a máximo caudal hasta terminar de desplazar el agua del anular a superficie.	6,00	2,50		3,50
22	Sacar anchor a superficie.	19,86	12,11		7,75
22.1	Cambiar esclusas de BOP.			2,50	2,50
22.2	Acondicionar cañería.			1,50	1,50
22.3	Probar BOP.			2,00	2,00
22.4	Realizar charla de seguridad.			0,25	0,25
23	Armar Retrieving Tool (RT) + niple F 2.31 (con tapón insertado y probado con presión).	1,00	0,75		0,25
24	Bajar Retrieving Tool con cañería de maniobra (2 7/8" EUE) hasta PKR BC.	27,80	18,30		9,50
25	Antes de conectar RT: montar líneas de N2, y probar hermeticidad de tubing con 1500 psi.	5,00			5,00
26	Conectar RT y librar PKR.	1,00			1,00
27	Sacar PKR a superficie. DESARMAR PKR ÚNICAMENTE. NO SACAR MÁS TUBERÍA.	11,43	2,43		9,00
28	Profundizar X-O 2 7/8" SEC PIN a 2 7/8" EUE BOX + 10 tbg de 2 7/8" EUE.	2,00	1,25		0,75
29	Colocar 2 válvulas de pasaje pleno de 2 7/8".	0,50	0,50		0,00
30	Montar lubricador de SL.	1,00	0,50		0,50
31	Abrir válvula de directa.	2,00	1,25		0,75
32	Presurizar con bomba hasta lograr una equivalente de la presión por anular.	0,50		0,25	0,75
33	Librar prong y TPN RZG.	1,00		2,00	3,00
34	Desmontar SL.	1,00	0,50		0,50
35	Montar WL.	2,00	2,00		0,00
36	Realizar carrera calibre (2.125" x 1 m) + CCL y bajar TPN Composite y fijar en último tubing.	2,00	2,00		0,00
37	Desmontar lubricador de WL y montar sobre válvula de pasaje pleno línea a pileta de ensayo.	1,00	1,00		0,00
38	Abrir válvula de pasaje pleno y despresurizar pozo, verificando correcta hermeticidad del TPN Composite.	1,00	1,00		0,00
35	Monta unidad de CT.			3,50	3,50
36	Arma TPN con CCL.			9,00	9,00
37	Realiza reunión de seguridad.			0,25	0,25
38	Baja CT registrando cuplas. Fija TPN en el último caño.			4,00	4,00
38.1	Desmonta CT.			2,00	2,00
39	Sacar resto de instalación.	5,71	3,71		2,00
40	Realizar acondicionamiento de tubulares.	0,00			0,00
41	Desmontar mesa viajera y desarmar sistema de cuña fija.	3,00	1,00		2,00
42	Realizar reunión de seguridad con todo en personal involucrado.	0,50			0,50
43	Acomodar CT#2, Reel ACTive 1 3/4", bomba de fluidos, bomba de N2, grúa de 45 t y de 70 t.	1,00			1,00
44	Instalar sobre boca de pozo el siguiente equipo: Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 5 kpsi, Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 10 kpsi, Riser 7 1/16 10 kpsi. (Hasta este elemento tendremos un bolsillo de 9,18 m desde 2da BOP total).	8,00	3,50		4,50



# VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

8 al 12 de noviembre de 2011 - Mar del Plata



Sheraton Mar del Plata Hotel

## Movilizar los Recursos

Hidratos

CBM

Petróleos Pesados

Shale Oil

Tight Gas

Shale Gas

Nuevas Cuencas

EOR



organiza



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

auspician



Informes:

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

Etapa	Descripción de operaciones	Prog. [Hrs]	Restado [Hrs]	adic. [Hrs]	Real [Hrs]
45	Armar cañones para <i>dummy run</i> (sin explosivos de punzado pero con <i>fire-head</i> activo), de aprox 9,30 m. Estos estarán compuestos por punto de izaje en extremo de cañón, Carsac, X-over a 2 3/8"pin, cupla 2 3/8", Sub. de circulación.	1,50			1,50
46	Posicionar cañones dentro de lubricador 7 1/16"10 kpsi.	0,50			0,50
47	Armar inyector HR-580 con los siguientes elementos a continuación: Stripper para 1 3/4", Lubricadores Bowen de 3,9 m de longitud 3 1/16 10 kpsi, Conexión Bowen sobre BOP 3 1/16 10 kpsi, BOP Combi 3 1/16" 10 kpsi, Spool 3 1/16 10 kpsi x 4 1/16 10 kpsi.	2,00	1,50		0,50
48	Armar el Sig BHA: Conector ACTIVE 2 1/8", CT Head 2 1/8", Módulo de electrónica 2 1/8", CCL 2 1/8", X-over 2 1/8" OD a pin 1,812" SA, DFCV 2 1/8", Unión de desconexión hidráulica 2 3/8", Sub. de circulación 2 1/8" p/5000 psi, parte superior de conector CARSAC.	0,50			0,50
49	Hacer <i>pull test</i> de conector con 20.000 lbf.	0,50			0,50
50	Hacer unión de BHA (parte de BHA del CT con Cañón posicionado en lubricador).	0,50			0,50
51	Hacer unión de conexión bridada 7 1/16"10 kpsi, se utilizará para esta etapa un elevador de personal y la distancia del piso de trabajo de este elevador se colocara al menos 1 metro desde la última bala del cañón.	1,00			1,00
51.1	Realiza reunión de seguridad.			0,50	0,50
52	Realizar pruebas de presión @ 3000 psi, contra válvula HCR 7 1/16".	0,50			0,50
52.1	Bombee N2 en CT para vaciar carretel.			1,00	1,00
53	Bajar CT con cañones hasta boca de liner ~1865 m haciendo registro con CCL y correlación de profundidad.	4,00			4,00
54	Realizar secuencia de simulación de activación de cañones mediante bombeo de bolita de 10 mm.	1,00			1,00
55	Sacar CT a superficie para realizar cambio de BHA por cañones activos.	2,00			2,00
56	Espera luz diurna.	0,00		6,00	6,00
56	Sacar cañones de <i>dummy run</i> e introducir cañones con carga dentro de lubricador 7 1/16"10 kpsi. Importante: esta etapa se realizara únicamente con luz diurna, silencio de radios y respetando todas las medidas de seguridad referentes al manejo de explosivos.	2,00			2,00
57	Espera luz diurna.	12,00	12,00		0,00
58	Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado.	0,50	0,50		0,00
59	Armar cañones.	1,50	0,75		0,75
60	Posicionar cañones dentro de lubricador 7 1/16"10 kpsi.	0,50	0,25		0,25
61	Coloca inyector.	2,00	1,75		0,25
62	Hacer <i>pull test</i> de conector con 20,000 lbf.	0,50	0,25		0,25
63	Hacer unión de BHA (parte de BHA del CT con cañón posicionado en lubricador).	0,50	0,50		0,00
64	Hacer unión de conexión bridada 7 1/16"10 kpsi.	1,00	0,75		0,25
65	Realizar pruebas de presión, con presión del pozo.	0,50	0,25		0,25
66	Bajar CT con cañones haciendo registro con CCL y correlación de profundidad.	4,00	1,50		2,50
67	Detonar cañones.	1,00	0,75		0,25
68	Sacar CT a superficie para realizar cambio de cañón.	2,00	0,25		1,75
68.1	Equipo parado por viento.	0,00		1,00	1,00
69	Cambiar cañón.	2,00	0,50		1,50
70	Espera luz diurna.	12,00	12,00		0,00
71	Realizar reunión de seguridad con todo el personal involucrado.	0,50	0,50		0,00
72	Armar cañones.	1,50	1,50		0,00
73	Posicionar cañones dentro de lubricador 7 1/16"10 kpsi.	0,50	0,50		0,00
74	Coloca inyector.	2,00	1,25		0,75
75	Hacer <i>pull test</i> de conector con 20.000 lbf.	0,50	0,50		0,00
76	Hacer unión de BHA (parte de BHA del CT con cañón posicionado en lubricador).	0,50	0,50		0,00
77	Hacer unión de conexión bridada 7 1/16"10 kpsi.	1,00	1,00		0,00
78	Realizar pruebas de presión, con presión del pozo.	0,50	0,25		0,25
79	Bajar CT con cañones haciendo registro con CCL y correlación de profundidad.	4,00	2,00		2,00
80	Detonar cañones.	1,00	0,50		0,50
81	Sacar CT a superficie para realizar cambio de cañón.	2,00		0,50	2,50
82	Cambiar cañón.	2,00	0,00		2,00
83	Espera luz diurna.	12,00	6,00		6,00
84	Realizar reunión de seguridad con todo en personal involucrado.	0,50	0,50		0,00
85	Armar cañones.	1,50	1,00		0,50
86	Posicionar cañones dentro de lubricador 7 1/16"10 kpsi.	0,50	0,00		0,50
87	Coloca inyector.	2,00	1,75		0,25
88	Hacer <i>pull test</i> de conector con 20.000 lbf.	0,50	0,00		0,50
89	Hacer unión de BHA (parte de BHA del CT con cañón posicionado en lubricador).	0,50	0,00		0,50
90	Hacer unión de conexión bridada 7 1/16"10 kpsi.	1,00	0,75		0,25
91	Realizar pruebas de presión, con presión del pozo.	0,50	0,25		0,25
92	Bajar CT con cañones haciendo registro con CCL y correlación de profundidad.	4,00	0,00		4,00



Etapa	Descripción de operaciones	Prog. [Hrs]	Restado [Hrs]	adic. [Hrs]	Real [Hrs]
93	Detonar cañones.	1,00	0,75		0,25
94	Sacar CT a superficie.	2,00	1,00		1,00
95	Cambiar cañón.	2,00	2,00		0,00
96	Espera luz diurna.	12,00	12,00		0,00
96.1	Ensaya pozo por orificio de 16 mm. Pi=900 psi, Pf=450 psi, quemando gas a fosa. Abre pozo a planta.			1,50	1,50
97	Retirar conjunto de Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 5 kpsi, Spool 7 1/16 5 kpsi x 7 1/16 10 kpsi, Riser 7 1/16 10 kpsi.	6,00	3,00		3,00
98	Montar mesa viajera y sistema de cuñas fijas.	3,00	2,00		1,00
98.1	Realiza reunión de seguridad con turno entrante.			0,25	0,25
98.2	Retira 142 tbg de 3 1/2" Cr13 y descarga 128 tbg de 2 7/8" EUE.			1,75	1,75
98.3	Reunión de seguridad.			0,25	0,25
99	Montar pinza con control de torque.	5,00	2,75		2,25
99.1	Chequea, mide y calibra 33 tbg de 2 7/8" SEC.			1,00	1,00
100	Armar guía de entrada + niple R 2,31" (con TPN RZG insertado) + 1 pup joint (2 7/8 Cr13 SEC) (Todo este conjunto probado con presión en base).	1,00	0,50		0,50
101	Bajar instalación con 29 tbg de 2 7/8" Cr13 SEC + F 2.31 + 4 tbg 2 7/8" SEC.	5,80	2,55		3,25
102	Desmontar pinza de control de torque.	3,00	3,00		0,00
102.1	Realiza reunión de seguridad.			0,25	0,25
103	Montar Unidad de SL.	3,00	1,25		1,75
104	Presurizar con bomba hasta lograr una equivalente de la presión por anular.	0,50			0,50
105	Pescar prong y esperar ecuilización de presión.	2,00		1,50	3,50
106	Recuperar TPN WRZG.	0,50			0,50
107	Fijar TPN WFZG (para 5000 psi).	1,00	0,50		0,50
108	Abrir directa y observar presión 0 (cero).	0,25			0,25
109	Desmontar Cía de Alambre.	2,00	0,75		1,25
110	Probar con bomba de snubbing con 4000 psi. (con agua).	0,50			0,50
111	Montar pinza con control de torque.	5,00	5,00		0,00
112	Profundizar resto de la instalación: PKR (incluye anchor + reducción + F 2.81") + resto tbg 3 1/2" TBL Cr13.	34,00	23,00		11,00
113	Montar unidad criogénica.	0,00		1,00	1,00
114	Desmontar pinza de control de torque.	3,00	3,00		0,00
114.1	Realizar reunión de seguridad, previa al montaje de líneas de N2.			0,25	0,25
115	Colocar válvulas de pasaje pleno en tubing de maniobra y conectar línea de N2.	1,00	0,75		0,25
116	Cerrar válvulas de maniobra de pasaje pleno y probar líneas unidad criogénica con 5000 psi.	1,00	0,75		0,25
117	Con herramienta en profundidad programada (PKR en +/- 1334 m). Fijar PKR presurizando con N2 con 3500 y 4000 psi.	3,00	1,50		1,50
118	Librar presión y chequear asentado correcto de la herramienta.	1,00		0,25	1,25
119	Presurizar anular con N2 con 500 psi y verificar correcto fijado del PKR.	3,00	3,00		0,00
120	Despresurizar anular y bombear agua con Fluid PKR por el mismo lateral.	1,50			1,50
121	Retirar tubing de maniobra.	0,25			0,25
122	Desmontar conjunto de BOP de US + Válvula HCR 7 1/16".	12,00			12,00
123	Montar armadura de surgencia. POZO SIN EQUIPAMIENTO DE SNUBBING (TRABAJO RIG-LESS)	6,00			6,00
124	Montar lubricadores y unidad de Slick Line.	3,00			3,00
125	Montar unidad criogénica y probar líneas con 3000 psi.	4,00			4,00
126	Presurizar pozo con N2, hasta llegar a una equivalente a la presión estática (esta presión se definirá durante la intervención en el punto 96).	3,00			3,00
127	Con presiones ecuilizadas recuperar prong de WFZG y esperar ecuilización.	2,00			2,00
128	Pescar TPN WFZG.	2,00			2,00
129	Desmontar equipo de SL y unidad criogénica.	2,00			2,00

**TOTAL HORAS (SOLO CON UNIDAD SNUBBING)**

(Se bajaron 102 horas, respecto de lo programado.)

■ Tareas que no se realizaron respecto del programa original

■ Tareas adicionales respecto del programa original

**392 175,6 73,5 290**

• Por último, debemos decir que se cumplió con el objetivo de la intervención en tiempo y forma, sin

ninguna contingencia, respetando y cumpliendo con las normas de seguridad y medioambiente, y sin

ningún accidente y/o incidente que son más probables en este tipo de intervenciones.

# Estimación del consumo diario de gas a partir de lecturas periódicas de medidores

Por **Salvador Gil**, Gerencia de Distribución del Enargas,  
**A. Fazzini**, Gas Natural Ban y  
**R. Prieto**, Gerencia de Distribución del Enargas

El conocimiento del consumo diario de los distintos tipos de usuarios de gas es fundamental para conocer cómo funciona el sistema de abastecimiento de gas y para diseñar políticas y estrategias de este aprovisionamiento. En este trabajo se presenta un modelo que permite estimar los consumos diarios a partir de lecturas mensuales o bimestrales de medidores. El objetivo del estudio es disponer de un modelo consistente y confiable para evaluar los consumos diarios residenciales, comerciales, etc., con el menor margen de incertidumbre posible

## Introducción

Una herramienta importante para operar y regular el sistema de gas consiste en disponer de información detallada y fidedigna del funcionamiento del sistema. En particular, es muy útil conocer los consumos diarios de los distintos tipos de usuarios de gas natural, es decir los consumos residenciales, comerciales, industriales, etcétera.

La dificultad para determinar los consumos diarios de gas para las categorías residencial y comercial, es que las lecturas de medidores se realizan en forma periódica, mensual o bimestral. Por lo tanto, solo se dispone de un valor de consumos integrado en todo el período comprendido entre dos lecturas consecutivas de los medidores. De hecho, este es el modo estándar con el que se registran los volúmenes de gas para estos usuarios en la Argentina y en varios lugares del mundo. Por otra parte, los turnos de facturación van rotando a lo largo de todo el período, de modo que para una ciudad o región solo existe una superposición continua de mediciones parciales.

Si bien existen caudalímetros capaces de ser consultados diariamente o con otros intervalos de tiempo en forma automática por sistemas de telecomunicación SCADA, su costo es elevado y en la Argentina su uso está limitado a grandes usuarios. También existen medidores con *data logger*, es decir, con memoria que almacenan los consumos en forma horaria, y que mensualmente o bimestralmente pueden proporcionar los consumos registrados. Estos, por su costo, se usan en pequeñas muestras de usuarios para monitorear los consumos y realizar estudios especiales. De hecho, los datos obtenidos con este tipo de *data loggers* se utilizan en este trabajo para validar el modelo propuesto<sup>1</sup>.

Por lo tanto, para poder utilizar la información histórica disponible de los datos de facturación y analizar los consumos con la información con que se ha venido operando en la industria de gas hasta el presente, es necesario disponer de algún algoritmo de cálculo que permita reducir las mediciones mensuales o bimestrales a consumos diarios de modo consistente y bien fundamentado.

El objetivo de este estudio es desarrollar una herramienta de cálculo

precisa y consistente para estimar los consumos diarios de los usuarios residenciales y comerciales.

## Características del consumo de gas natural en la Argentina

En la figura 1 se ilustra cómo se distribuye el consumo de gas natural, entre las distintas componentes de consumo, en la Argentina. Los componentes industriales y eléctricos tienen un elemento importante de sus consumos en modo interrumpibles<sup>2</sup>.

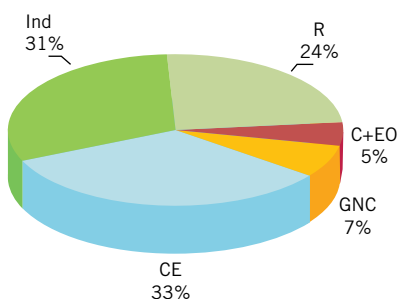


Figura 1. Distribución del consumo de gas según su uso en la Argentina para el año 2009. Fuente de los datos Enargas<sup>(5)</sup>, Ind es el consumo industrial y CE el consumo de centrales eléctricas

Estos consumos tienen una variación estacional, pero no necesariamente son termodependientes<sup>3</sup>. El consumo de GNC<sup>4</sup>, también tiene cierta estacionalidad, pero su comportamiento tampoco depende de la temperatura. Por su parte, los consumos residenciales, comerciales y el asociado a

entes oficiales, tienen un comportamiento que sí es fuertemente termodependiente.

## Consumos de gas residencial, comercial y público

Las componentes de consumo residencial (R), comercial (C) y público o entes oficiales (EO), son de carácter ininterrumpible y tienen características semejantes entre sí. La prestación de estos servicios no prevé interrupciones y está en el tope de las prioridades de abastecimiento del sistema de gas conforme a la normativa vigente<sup>2</sup>.

En la figura 2 se muestra la variación del consumo específico mensual promedio, esto es el consumo por usuario y por día, en función de la temperatura media para los usuarios residenciales y comerciales más entes oficiales (C+EO). En esta figura se presentan los datos correspondientes a todo el país. La figura 2 es representativa de prácticamente todas las regiones estudiadas y puede interpretarse de la siguiente manera: a altas temperaturas, el uso de gas residencial se reduce a cocción y calentamiento de agua, que en dichas temperaturas tiende a un valor constante. Este consumo, asociado a la cocción y calentamiento de agua lo denominamos *consumo base*. Estos estudios indican que el consumo residencial como el comercial y público dependen fundamentalmente, de las

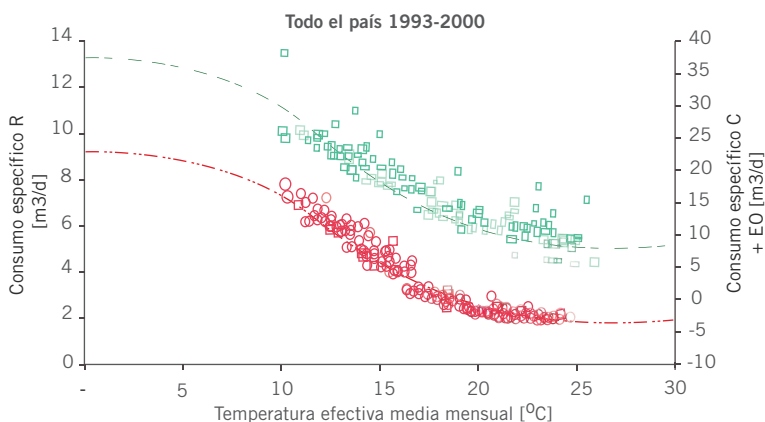


Figura 2. Variación de los consumos específicos R (residencial) círculos referidos al eje vertical izquierdo y Comercial y Entes Oficiales (C+EO) referidos al eje vertical derecho. Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. Los datos corresponden a todo el país. Fuente de los datos ENARGAS<sup>(5)</sup>

TED (Temperatura Efectiva Diaria)<sup>6</sup>. Esta temperatura es el promedio del día en cuestión, con el promedio de los cuatro días previos y describe adecuadamente el consumo de gas residencial<sup>6</sup>. La razón de esta dependencia es que el consumo de gas en los meses invernales es en función, principalmente, de las temperaturas prevalentes en el interior de viviendas y edificios. La temperatura efectiva es representativa de estas temperaturas interiores, debido, en gran medida, a la inercia térmica asociada a los edificios y viviendas. La inercia térmica lleva a que deben transcurrir varias horas para que el interior de una vivienda cerrada alcance el valor de la temperatura externa.

Estudios empíricos indican<sup>6,7,8</sup> que, si  $T_i$  representa la temperatura media para el día  $i$ , esto es el promedio entre la temperatura máxima y mínima para ese día, la temperatura efectiva  $T_i^{ef}$  para ese día ( $i$ ) es:

$$T_i^{ef} = \frac{1}{2} [T_i + (T_{i-1} + T_{i-2} + T_{i-3} + T_{i-4}) / 4] = \quad (1)$$

$$\frac{T_i}{2} + \frac{T_{i-1}}{8} + \frac{T_{i-2}}{8} + \frac{T_{i-3}}{8} + \frac{T_{i-4}}{8}$$

Donde  $T_{i-1}$  es la temperatura media para el día anterior al día en estudio ( $i$ ) y así sucesivamente. El número de días que se utiliza para calcular la TED se determina en forma empírica, buscando que la dispersión de consumos ininterrumpibles diarios, como función de la TED, presenten la menor dispersión posible<sup>6,7,9</sup>.

A medida que la temperatura disminuye, el consumo aumenta por la necesidad de un mayor aporte de energía para la cocción, el calentamiento de agua y, fundamentalmente, en la calefacción. Una vez que toda la calefacción existente en las viviendas y edificios se ha encendido, el consumo de gas tiende a estabilizarse en su valor máximo. La implicancia de este gráfico es de mucha relevancia en el sistema de gas y la forma de esta dependencia del consumo específico con la temperatura puede modelarse muy bien<sup>6,7,8</sup>. Se observa en esta figura que los consumos específicos R y C+EO tienen dependencia muy regular con la temperatura, independiente del tiempo y del contexto económico. Por lo tanto, es posible afirmar que durante el período

de 1993 a 2009, el comportamiento de los usuarios R y C+EO fue muy poco elástico y constante en el tiempo. Es decir, los patrones de consumo por usuario R y C+EO sólo dependen de la temperatura y no del tiempo. Desde luego, esta observación debe ser reexaminada periódicamente para constatar su vigencia, pues es posible que cambios significativos en el precio del gas o en las tecnologías usadas puedan alterar este comportamiento.

Los consumos específicos diarios R y C+EO puede modelarse por la función<sup>6,7,9</sup>:

$$Q_{esp}^{(k)}(T) = FF_D \cdot Q_0^{(k)} \left( 1 - q^{(k)} \tanh \left[ \frac{(T - T_0)}{\Delta T} \right] \right), \quad (2)$$

$k = R \text{ ó } C+EO$

Donde  $Q_0$ ,  $q$ ,  $T_0$  y  $\Delta T$  son parámetros característicos de la subzona tarifaria y del tipo de usuario (R o C+EO).  $T$  en esta ecuación, representa la temperatura efectiva (TED) para el día en cuestión y  $FF_D$  es un factor que depende del día y tiene en cuenta que los fines de semana y feriados el consumo es menor que durante los días de semana;  $\tanh[X]$  es la función tangente hiperbólica del argumento  $X$ . En la figura 2, las líneas continuas son la representación gráfica de la expresión (2) para los usuarios R y C+EO. Los parámetros  $Q_0$ ,  $q^{(k)}$ ,  $T_0$  y  $\Delta T$ , se obtienen de datos históricos.

Consideramos un turno de lectura de medidores dado, que consiste en  $N_p$  días, comenzando en la fecha  $F_A$  y terminando en la fecha  $F_B$ . El volumen total obtenido de la diferencia entre las dos últimas lecturas para todos los usuarios de turno de facturación,  $N_{user}$ , suponemos que da un

volumen de gas  $V_{Turno}$ , representado por el área sombreada de la figura 3. Dado que para cada uno de los días entre las fechas  $F_A$  y  $F_B$ , las temperaturas máximas y mínimas de cada día son conocidas, podemos calcular la temperatura media diaria:

$$T_i^{(m)} = (T_i^{(max)} + T_i^{(min)}) / 2 \quad (3)$$

Con este valor podemos, a la vez, obtener las temperatura efectivas diarias, ecuación (1), para cada uno de los días del período de facturación. Con esta información y el modelo de consumo, calculamos un volumen teórico,  $Q_i^{(k)}$ , de consumo para este grupo,  $N_{user}$ , de usuarios en forma diaria:

$$Q_i^{(k)} = N_{user} Q_{esp}^{(k)}(T_i) = N_{user} \cdot FF_D \cdot Q_0^{(k)} \left( 1 - q^{(k)} \tanh \left[ \frac{(T_i - T_0)}{\Delta T} \right] \right) \quad (4)$$

y el valor del consumo total teórico  $Q_{Tot}^{(k)}$  correspondiente a todo el período de facturación:

$$Q_{Tot}^{(k)} = \sum_{i=F_A}^{i=F_B} Q_i^{(k)} = N_{user} \sum_{i=F_A}^{i=F_B} Q_{esp}^{(k)}(T_i) \quad (5)$$

Por otra parte, de los datos de lectura de medidores, correspondiente a todos los usuarios de este turno de facturación, obtenemos un volumen medido de  $V_{Turno}^{(k)}$ , por lo tanto, podemos definir el factor  $F^{(k)}$  como:

$$F^{(k)} = \frac{Q_{Tot}^{(k)}}{V_{Turno}^{(k)}} = \frac{\sum_{i=F_A}^{i=F_B} Q_i^{(k)}}{V_{Turno}^{(k)}} \quad (6)$$

Este factor es la relación que existe entre los volúmenes de gas predicho por el modelo y los volúmenes efectivamente medidos para todo el período

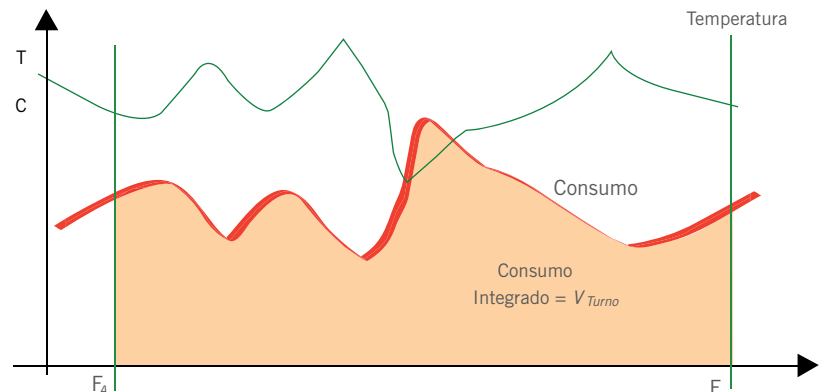
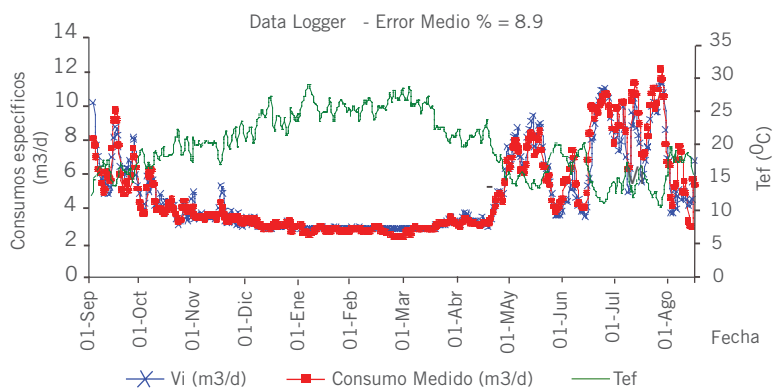


Figura 3. Diagrama esquemático de la variación de temperatura y consumo en un turno de facturación



el volumen total de los consumos ininterrumpibles, en caso que este dato esté disponible para la zona en consideración. Este volumen surge de la diferencia de los volúmenes entregados en City Gates menos los volúmenes consumidos por grandes usuarios industriales, centrales eléctricas y los utilizado en GNC (estaciones de servicio) siempre que estos últimos usuarios posean equipos de medición con registro diario. Imaginamos que a los consumos ininterrumpibles dia-

Figura 4. Variación de los consumos específicos R (residencial). Los círculos rojos son los valores efectivamente medidos (data loggers) referidos al eje vertical izquierdo. Las cruces azules son los valores de consumo estimados usando el modelo propuesto, ecuación (7). La curva continua (verde) representa las temperaturas efectivas para esos días, referidas al eje vertical derecho, facturación

de facturación para cada una de las categorías  $k=R$  o  $C+EO$ . La hipótesis fundamental de esta propuesta es que esta proporcionalidad entre los consumos predichos por el modelo y los reales es la misma para el volumen total del período como para cada día del período de facturación. Por lo tanto, el volumen diario de consumo para todos los usuarios del correspondiente turno de facturación  $V_i^{(k)}$  será:

$$V_i^{(k)} = \frac{Q_i^{(k)}}{F_{\text{Turno}}^{(k)}} \quad (7)$$

En la figura 4, se muestra el resultado del ensayo realizado usando los datos registrados durante un año (sep-2000 ago-2001) por 250 data loggers instalados en forma aleatoria en clientes residenciales en la zona norte y oeste del Gran Buenos Aires dentro del área de Licencia Gas Natural BAN<sup>1</sup>.

En la figura 4 se comparan los consumos estimados usando el algoritmo propuesto en este trabajo con los valores realmente medidos. Se observa que la correspondencia es muy buena, el error medio entre los valores medidos y los estimados usando en la ecuación (7) es del 8,9%, lo cual sugiere que el modelo propuesto puede ser usado para estimar los consumos diarios con una incerteza aceptable.

Otra alternativa para estimar los consumos R (y C) consiste en usar

rios los designamos con  $Q_i^{(k)}$  (inint),  $k=R$  o  $C+E$  y donde  $i$  representa el día. En este caso, en forma análoga a lo realizado anteriormente, definimos:

$$Q_{Tot}^{(k)}(\text{inint}) = \sum_{i=F_A}^{i=F_B} Q_i^{(k)}(\text{inint}) \quad (8)$$

Igual que antes, de los datos de lectura de medidores, correspondiente a todos los usuarios de este turno de facturación, obtenemos un volumen medido de  $V_{Turno}^{(k)}$ . Definimos el factor asociado a este nuevo procedimiento de cálculo como:

$$\tilde{F}_{Turno}^{(k)}(\text{inint}) = \frac{Q_{Tot}^{(k)}(\text{inint})}{V_{Turno}^{(k)}} = \frac{\sum_{i=F_A}^{i=F_B} Q_i^{(k)}(\text{inint})}{V_{Turno}^{(k)}} \quad (9)$$

Así el consumo diario para todos los usuarios del correspondiente turno de facturación,  $V_i^{(k)}$ , será:

$$\tilde{V}_i^{(k)}(\text{inint}) = \frac{Q_i^{(k)}(\text{inint})}{\tilde{F}_{Turno}^{(k)}(\text{inint})} \quad (10)$$

En la figura 5, se muestra el resultado obtenido para los mismos usuarios considerados en la figura 4, pero utilizando el último procedimiento. En este último caso, las desviaciones (errores) medias son del 11%, algo superiores a las obtenidas con el procedimiento indicado por la ecuación (7).

Una característica notable del procedimiento descrito por la ecuación (7) es que es muy poco sensible al valor  $Q_0^{(k)}$  del modelo de la ecuación (2). Ya que el parámetro de norma-

lización  $F^{(k)}$  compensa los efectos  $Q_0^{(k)}$  de en el modelo propuesto. Esto hace que el modelo sea muy robusto para estimar los consumos diarios a partir de los datos de facturación.

## Conclusión

En este estudio se presenta un formalismo para estimar los consumos diarios a partir de lecturas periódicas de medidores, tanto mensuales como bimestrales. El algoritmo propuesto, cuando se lo pone a prueba con datos de consumos diarios efectivamente medidos, brinda resultados que son consistentes con las mediciones reales, lo cual otorga validez al modelo propuesto, y permite estimar los consumos diarios con una incerteza del orden del 10%. El modelo propuesto brinda los consumos diarios con una precisión mayor que con otros esquemas, como el basado en los consumos diarios registrados en los City Gates. Por último, el modelo propuesto basado en las temperaturas puede ser utilizado para localidades en las que no se dispone de datos de consumo diarios de City Gates, lo cual es una gran ventaja, ya que el único requerimiento para su aplicación son las temperaturas diarias que, en general, son fácilmente disponibles. ■

## Referencias

- 1 La distribuidora Gas Natural BAN instaló durante los años 2000 y 2001

unos 250 *data logger* en distintos puntos de su área de prestación de servicios, los cuales, por distintos tipos de ilícitos y su elevado costo de mantenimiento, fueron retirados a fines del año 2001.

- 2 ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, *Marco Regulatorio de la Industria de Gas en Argentina*, Ley N°:24.076/92, [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)
- 3 Salvador GIL, L. POMERANTZ y R. RUGGERO, "Caracterización de los inviernos según su impacto en el consumo de gas natural", *Petrotecnia* XLVI, N.º4, septiembre 2005.
- 4 Salvador GIL, L. POMERANTZ y R. RUGGERO, "Tendencias recientes en el comportamiento del consumo de gas natural en Argentina-II GNC", *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química* 23 (N.º 208) P.384, Nov. 2005.
- 5 Ente Nacional Regulador del Gas, [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar) Datos Operativos de Gas Natural: Total Sistema, Tabal III.02 - Gas Entregado, por Tipo de Usuario.
- 6 Salvador GIL, L. POMERANTZ y R. RUGGERO, "Modelo de Predicción de Consumo de gas natural en la República Argentina", *Petrotecnia* XL, N°3, Sup. Tecn. 1,1 - Junio (1999).
- 7 S. GIL, J. DEFERRARI y L. DUPERRON, "Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I", *Gas & Gas*, Año IV- N° 48, 24 (2002).
- 8 S. GIL, J. DEFERRARI y L. DUPERRON, "Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo II", *Gas & Gas*, Año IV- N° 49, (2002).
- 9 S. GIL y J. DEFERRARI "Generalized model of prediction of natural gas consumption", *Journal of Energy Resources Technology Journals of The American Association of Mechanical Engineers (ASME International)*, Vol. 126, 90, June. 2004.

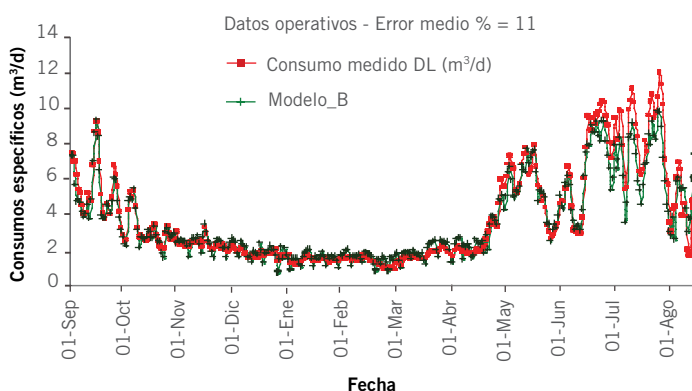


Figura 5. Variación de los consumos específicos R (residencial). Los círculos rojo son los valores efectivamente medidos (*data loggers*) referidos al eje vertical izquierdo. Las cruces verdes son los valores de consumo estimados usando el procedimiento descrito por la ecuación 10

# Las **tendencias**, los **negocios**, el escenario **futuro**, la **tecnología** y la **investigación**

¿Usted se lo perdería?



**AOG** ARGENTINA  
OIL & GAS  
EXPO 2011

10 al 13 de Octubre de 2011  
*October 10-13, 2011*

**cie** CONGRESO  
INTERACTIVO DE  
ENERGÍA 2011

11 al 13 de Octubre de 2011  
*October 11-13, 2011*

La Rural · Buenos Aires · Argentina

VIII Exposición Internacional del Petróleo y del Gas / *VIII International Oil & Gas Exhibition*  
Congreso Interactivo de Energía / *Interactive Energy Congress*

## LA EXPOSICIÓN

- ...> 14 mil m<sup>2</sup> de exhibición
- ...> 80% del espacio vendido
- ...> Las empresas más importantes del sector y representantes de todo el mundo

## EL CONGRESO

- ...> Desafíos ambientales y cambio climático
- ...> Eficiencia y conservación energética
- ...> Petróleo, Gas natural, Carbón
- ...> Energía nuclear
- ...> Energías renovables

[www.aog.com.ar](http://www.aog.com.ar) · [www.cie-energia.com.ar](http://www.cie-energia.com.ar)



## Homenaje a un profesional Víctor Fumbarg, el ingeniero “orquesta”



Despedida a un personaje del mundo del Petróleo y del Gas que supo combinar una actividad vertiginosa con su pasión por el arte y la cultura

Gentileza: COPIME



Pocos profesionales recuerdan a sus colegas tan inquietos, prolíficos y llenos de intereses. Así era Víctor Fumbarg, un reconocido ingeniero eléctrico que a lo largo de su carrera se destacó por sus aportes a su profesión, aplicada a los hidrocarburos en diferentes empresas, y por su inestimable colaboración con el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Personaje clave también en el Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista (COPIME), en el cual estuvo colegiado muchos años. Fumbarg fue capaz de combinar el desarrollo científico de su trabajo con actividades culturales que se ocupó de difundir.

Asistió al célebre Industrial N.º 1 Otto Krause, donde obtuvo el título de Técnico mecánico. Una vez acabado el colegio, se graduó como Ingeniero electromecánico con orientación electricista en la Universidad de Buenos Aires. Su formación distaba de terminar allí: en 2001 obtuvo un título de posgrado en Administración y Ahorro Integral de la Energía en la UCES (Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales).

Y esta formación continuó en las múltiples funciones en las que se desempeñó a lo largo de su vida, en diferentes empresas y organismos, con pericia e interés y esa visión contagiosa.

Desde 1975 ocupó diferentes cargos en la empresa McKee del Plata S.A. Se desempeñó como Gerente de Ingeniería para el Complejo Petroquímico de Petroquímica General Mosconi en Ensenada y de Petroquímica Bahía Blanca (provincia de Buenos Aires).

Entre 1975 y 1989 fue Gerente de Ingeniería en esa misma empresa, a cargo de la supervisión de proyectos de refinerías de petróleo, centrales térmicas y nucleares, subestaciones transformadoras, acerías, plantas para la industria del papel, plantas para productos alimenticios, fábricas de cemento, reparaciones de altos hornos, plantas petroquímicas, plantas para la fabricación de fertilizantes, plantas de laminación de aluminio, plantas para productos farmacéuticos y cosméticos, plantas para productos químicos, etcétera.

Luego, como Gerente de Desarrollo realizó detección y análisis de proyectos de inversión en nuevas áreas: industriales, comerciales, de servicios, exportación, tecnología de avanzada. Análisis de programas destinados al aumento de productividad y eficiencia global de las operaciones de la empresa. Trabajos de Consultoría. Estudios e implementación de exportaciones de servicios y plantas llave en mano.

Hacia 1990 se ocupó en SADE S.A. como gerente del Proyecto Swift, Rosario, de la planta para el procesamiento de subproductos de la carne.

Pasó un par de años como consultor externo de la Unión Argentina de la Construcción (UAC) en temas de comercio exterior. Fue representante del sector argentino de la Industria de la Construcción ante el Mercosur, coordinador de las comisiones que elaboraron los lineamientos de los planes regulatorios para los sectores eléctrico y de gas natural.

También asesoró, en 1993, las gestiones del sector energético para Antares Consultora S.A. y fue Gerente

Técnico, a cargo de las Jefaturas de Operación y Mantenimiento, de Transnoa S.A.

El IAPG lo tuvo desde 1999 como coordinador Técnico del Programa Attracting Resources to Cogeneration (ARCO), de acuerdo al convenio firmado entre la República Argentina y la Unión Europea. También perteneció a la Comisión de Publicaciones y fue miembro del Comité Técnico del VI LACGEC (Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad).

Hasta 2004 fue Coordinador de Capacitación y Eventos para Rofex –Mercado a término de Rosario– y en 2006 le fue encomendada la tarea de Consultor del Programa Experiencia Pyme en el Ministerio de la Producción de la Provincia de Buenos Aires. Otra cartera, Educación, depositó al año siguiente su confianza en él como Inspector Externo de las instalaciones eléctricas de dos escuelas normales superiores.

En sus últimos días, y como prueba de su pericia, se desempeñó para el gobierno ciudadano como Profesional Verificador de Habilitaciones (PVH) y perito de oficio en el Poder Judicial de La Nación.

Ciertamente, un hombre de energía inagotable. En la lista abismal de su actividad no hubiéramos querido dejar de mencionar los proyectos que supervisó, pero llevaría, sin exagerar en absoluto, páginas enteras. Desde la ampliación de la usina eléctrica en la Refinería Campana para Esso SAPA o la ingeniería de detalle mecánica y eléctrica para la Isla Nuclear, en Río Tercero, Córdoba; para la Atomic Energy of Canada Ltd.; pasando por la ampliación de las refinerías de Santa Cruz de la Sierra y la de Cochabamba, en Bolivia, para YPF. Etcétera, etcétera, mil veces etcétera.

Las empresas que confiaron en su capacidad fueron prácticamente todas las importantes del país e incluye muchas del exterior: Acindar SA, Refinerías de Maíz S.A, SEGBA, Somisa, ESSO S.A.P.A., Lever, Hidronor, las principales petroquímicas del país, Shell, entre otras.

Y era natural que volcara tanto conocimiento en la docencia: fue profesor del Departamento de Electricidad de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Buenos Aires, en las asignaturas Instalaciones Eléctricas y Tracción Eléctrica (Transporte Horizontal y Vertical). Y profesor del curso de Coordinación de Proyectos para el Programa de Profesionales del Instituto para el Desarrollo de Empresarios de la Argentina (IDEA).

Y aun con todo esto, tenía tiempo y pasión por la cultura: fue presidente del coro Sociedad Haendel, donde era un reconocido miembro del coro, con registro de bajo.

En Copime impulsó ciclos relacionados con la música y las artes plásticas. El presidente de la entidad, Eduardo Florio, lo recuerda como “una persona constante, trabajadora y precisa”. Los ciclos culturales o de difusión del panorama energético relacionado con temas de la Argentina y del mundo necesitaban de un impulso sostenido que Víctor Fumbarg supo imprimirle.

Y envolviendo a este profesional de primera, un hombre afable, cálido, simpático y curioso, capaz de encarar la miríada de temas que lo ocupaba con la fineza y el humor sutil y elegante que le daba su vasta cultura general. ■

Una capacitación específica

# El diseño conceptual de conductos para el transporte de hidrocarburos

El diseño de conductos para transporte, un área de la industria tan específica como de problemática cotidiana, es enseñado en el IAPG por personal formado en el país y en el exterior

**D**urante este año, el ingeniero Martín Di Blasi continuará desempeñándose como instructor del IAPG, en donde se seguirán impartiendo una serie de cursos orientados al diseño conceptual y de operación de conductos para el transporte de hidrocarburos.

De esta forma, Di Blasi está volcando en la capacitación la experiencia que ha cosechado a través de casi dieciséis años de trabajo continuo en la industria del petróleo. El instructor se desempeñó en diversas áreas a lo largo de doce años en YPF, y actualmente reside en el exterior, en donde trabaja para Enbridge Pipelines desde hace cuatro años.

Obtuvo los títulos de Ingeniero y posteriormente Máster en Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata. Sus intereses y focos han estado siempre relacionados con automatización, control, detección de fugas, SCADA, simulación hidráulica y diseño de conductos. Actualmente es responsable del diseño hidráulico de todos los conductos para Enbridge Pipelines Inc., con base en Edmonton, Canadá.



## Cursos

Durante 2011, el Ing. Di Blasi dictará los siguientes cursos:

### Junio

#### **Diseño y Operación de Conductos Terrestres para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos**

Curso teórico-práctico de tres días, que cubre toda la gama de temas involucrados en el diseño conceptual de conductos, como hidráulica para conductos, etapas en el desarrollo de un proyecto de conductos, selección del diámetro óptimo de tubería, ubicación de estacionado de bombeo, selección de bombas, selección del espesor de tubería, desarrollo de planes de expansión, transitorios hidráulicos, protección ante sobrepresiones, optimización de conductos y algunos tópicos selectos relacionados a la operación.

#### **Automatización, Control y Operación de Conductos Terrestres para el transporte de hidrocarburos Líquidos**

Curso teórico de dos días, que desarrolla la amplia gama de temas vinculados al control y automatización de conductos, desde los conceptos básicos de hidráulica de conductos, hasta el diseño de aplicaciones avanzadas de control y supervisión de conductos.

### Octubre

#### **Diseño de Conductos Terrestres para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos**

Curso teórico-práctico de cinco días. Su temario abarca temas involucrados en el diseño conceptual de conductos para el transporte de gas, petróleo y refinados, como hidráulica para conductos, etapas en el desarrollo de un proyecto de conductos, selección del diámetro óptimo de tubería, ubicación de estaciones de bombeo o compresión, selección de bombas, selección del espesor de tubería, desarrollo de planes de expansión, transitorios hidráulicos, protección ante sobrepresiones, optimización de conductos y algunos tópicos selectos relacionados con la operación.

Estos cursos han sido desarrollados teniendo en cuenta la experiencia real y concreta obtenida a través de la práctica profesional tanto nacional como internacional, y especialmente enfocados para proveer conocimientos que el asistente pueda aplicar inmediatamente en la problemática habitual del día tras día de un ingeniero de proyectos o ingeniero de operaciones.

Es importante destacar que el enfoque adoptado no presume del conocimiento técnico previo, por lo cual personal operativo también se verá beneficiado de asistir, al recibir los fundamentos técnicos imprescindibles como hidráulica de tuberías desde una perspectiva no tan académica, sino más bien práctica y particular de la industria del transporte por conductos.

**Petroconsult**

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

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

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

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



# Congresos. Los que pasaron, los que vienen

Desde su organización o participación, el Instituto entiende los simposios como ámbito de encuentro para los profesionales y estudiantes para compartir los avances de la técnica así como sus experiencias en el día a día

## Los que pasaron

### Comodoro Rivadavia tuvo su ExpoPymes 2010

Organizada por el IAPG Seccional Sur, se realizó la 6.º edición de ExpoPymes 2010 Golfo San Jorge en la ciudad de Comodoro Rivadavia los días 11, 12 y 13 de diciembre.

En esta edición, el Instituto tuvo el privilegio de realizar la primera exposición en el recién inaugurado Predio Ferial Comodoro. El desafío fue lograr una propuesta del nivel que se alcanzó en años anteriores, ocupar un espacio con nuevas oportunidades y sumar actores de toda la Cuenca: estuvieron presentes empresas, universidades, agencias de desarrollo del sur de Chubut y norte de Santa Cruz.

La jornada del sábado 11 estuvo dedicada a las pymes, que participaron activamente en la Ronda de Negocios. Asistieron cinco operadoras (YPF, Pan American, Tecpetrol, EnapSipetrol y Occidental), ocho grandes contra-



Acto inaugural

tistas (Burgwardt, DLS, EDVSA, Halliburton, Lufkin, San Antonio Internacional, Weatherford y Wood Group), 44 pymes y se realizaron más de 200 entrevistas.

Los dos días siguientes estuvieron dedicados a la comunidad.

El domingo 12 y el lunes 13 de diciembre, al ingresar al predio, los visitantes podían recorrer los *stands* de unas 30 pymes, destacadas por las operadoras locales por su calidad, desarrollo e innovación. Hacia ambos laterales también del predio se ubicaban los *stands* de las instituciones de la Cuenca vinculadas a la industria: agencias de desarrollo, universidades, entidades crediticias, consultoras, entre otras. Y en el espacio pleno de la nave central, empresas de servicios acompañaron la muestra con equipamiento que permitió dar a conocer las características de la industria.

Los espacios que generaron un ambiente especial fueron la Juegoteca, programa lúdico auspiciado por Tecpetrol para los más pequeños, y la muestra de la Fundación YPF sobre el proceso de producción con especial énfasis en el impacto ambiental que llamó la atención de chicos y grandes.



El domingo, y por segundo año consecutivo, se realizó la "Corrida Día del Petróleo". Por la tarde se entregaron reconocimientos a los alumnos de escuelas secundarias que participaron en el Programa Aprender a Empezar (Pan American-Fundes Argentina) y de las 16.º Olimpíadas del Medio Ambiente (IAPG).

Además, la Escuela de Conducción Defensiva de la Seccional Sur estuvo representada por Carlos De Leonardi quien ofreció una charla sobre "Conducir evitando los accidentes", y el cierre de la jornada estuvo a cargo de Mario Blejer quien brindó la conferencia "Panorama económico financiero internacional e implicaciones para Argentina".

Con especial significación por ser Comodoro Rivadavia la Capital Nacional del Petróleo, el lunes 13 de diciembre las actividades en el predio estuvieron cargadas de emoción y festejo. Coordinados por el periodista local Ángel Sánchez, los investigadores de la Universidad Nacional de la Patagonia Edda Crespo y Daniel Márquez compartieron con una numerosa audiencia temas sobre el "Centenario de la creación de la Dirección General de Explotación de Petróleo en Comodoro Rivadavia" y en un cierre espectacular: Ángel Malher presentó *La empresa es una orquesta*.

En este marco el IAPG Seccional Sur, la Municipalidad de Comodoro Rivadavia y la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de la Patagonia firmaron un acuerdo para mejorar la seguridad en el tránsito y el transporte para generar mecanismos que den lugar a un control más eficiente.

Cabe destacar la presencia de la sociedad civil Fundación Anahí que incansablemente realiza su tarea vinculada a campañas sobre donación de órganos y de asistencia a personas trasplantadas, y Fundación Pro-Cap que asumió el compromiso de brindar los servicios gastronómicos durante la ExpoPymes.

La 6.º edición de ExpoPymes Golfo San Jorge contó con la participación de la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, el Ministerio de Comercio Exterior, Turismo e Inversiones de la Provincia del Chubut y Petrominera S.E.

## Presencia del IAPG en Expo Mendoza Pura Energía

Durante los primeros días del mes de diciembre se desarrolló la Expo Mendoza Pura Energía en la ciudad de Mendoza. En dicha Expo, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, además de ser uno de los patrocinadores del evento, participó activamente con un *stand*.

Expo Mendoza Pura Energía fue una muestra internacional que reunió a los sectores del petróleo, gas, minería, metalmecánica, eléctrica y energías alternativas, ambiente y seguridad. Uno de los objetivos de sus organizadores fue mostrar la dimensión de estas industrias en el crecimiento económico regional. A la exposición asistieron funcionarios, empresarios, organismos financieros, técnicos y público en general a fines a estas industrias.

Desde su *stand*, el IAPG Seccional Cuyo proyectó videos acerca de las actividades que impulsó el Instituto, la historia del petróleo, videos educativos sobre productos y derivados del petróleo dirigido a los más chicos, empresas asociadas y un panorama sobre la situación actual de la industria del petróleo y el gas en la Argentina y en el mundo.

Parte de la actividad desarrollada en el *stand* fue la entrega de más de 1500 ejemplares de la revista *Petrotecnia* y folletos educativos acerca de seguridad en el hogar. Además, contó con el asesoramiento por parte de jóvenes profesionales acerca de los derivados de hidrocarburos, enfatizando las repercusiones que estos tienen en la vida cotidiana.

## Presencia en la OGEP 2010



Organizada por el Ministerio del Petróleo y Recursos Minerales, y en cooperación con la Universidad del Petróleo y Minerales Rey Fahd (KFUPM) y de la Ciudad de las Ciencias y Tecnología Rey Abdulaziz (KACST) se realizó en Dhahran (Arabia Saudita) la segunda

edición de la Oil and Gas Exploration and Production Technologies (OGEP 2010), del 18 al 20 de diciembre.

Con el lema "Academia y la Industria del Petróleo: sinergia para un mañana mejor", la OGEP 2010 se ocupó principalmente de la importancia del marco académico en el sector, ya que, según las estadísticas, los países árabes concentran buena parte del petróleo y el gas del mundo, pero todavía necesitan de los recursos humanos educados en Occidente para el funcionamiento de las empresas.



Sesiones técnicas y presentaciones de pósters, oradores invitados y mesas redondas caracterizaron este simposio, al que asistieron profesionales de todo el mundo, pero sobre todo, jóvenes estudiantes de ingeniería y tecnicaturas, interesados en los últimos avances de la exploración y la producción del petróleo y del gas. El IAPG también estuvo presente.



Los temas tratados fueron desde las relaciones de negocios entre lo académico y lo técnico, los recursos humanos, la perforación, la producción, los reservorios la salud ocupacional, la seguridad y la relación de la industria con el medio ambiente.

(Informe: Cristina Masarik)

## Los que vienen

### Segundas Jornadas de Gestión del Conocimiento

Las Comisiones de Producción y de Recursos Humanos del IAPG organizan las Segundas Jornadas de Gestión del Conocimiento, *nuevos paradigmas en la gestión del conocimiento. Del concepto a la realidad* del 2 al 3 de junio de 2011 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.



La gestión del conocimiento se ha tornado en una necesidad imperiosa para el sector energético, ya que constituye una herramienta mediante la cual las empresas buscan el aprendizaje continuo y la capitalización de las experiencias valiosas, así se evita que estas se pierdan y que se repitan errores. El conocimiento y su gestión se han tornado, de este modo, un activo esencial para las organizaciones, la diferencia que conduce al desarrollo de operaciones y proyectos exitosos.

Invitamos a todas las empresas que integran el sector a exponer su proyecto implementado sobre el tema o a participar como asistentes.

Todos los interesados en presentar trabajos deberán enviar un resumen de no más de 350 palabras, incluyendo el nombre, empresa y correo electrónico de todos los autores, título, objeto del trabajo y los principales aportes y temas de interés en que se encuadra. La fecha límite para presentar los resúmenes es el 11 de abril de 2011. Los autores de los trabajos seleccionados recibirán la noticia a partir del 25 de abril.

Más informes en [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)

### El Desafío del Gas No Convencional

En momentos en que los hidrocarburos no convencionales parecen albergar grandes esperanzas sobre el hallazgo de recursos de *shale gas* en el país y su explotación ya en el mundo, el IAPG, a

través de sus comisiones de Producción y de Transporte y Tratamiento de Gas, organizará las Jornadas "El desafío del gas no convencional".



Estas se llevarán a cabo en el Museo Nacional de Bellas Artes de la ciudad de Neuquén, del 30 de agosto al 1 de septiembre de 2011.

En ellas se tratarán temas como instalaciones, tratamiento, mediciones, gas no convencional, y proyecciones. Para más informes, [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)

## El WGC2012 llama a presentar trabajos

La organización de la 25.ª Conferencia Mundial del Gas (25th World Gas Conference - WGC2012), en representación de la Unión Internacional del Gas (IGU) y la Asociación Del Gas de Malasia (Malaysian Gas Association, MGA), abrió ya la recepción de trabajos para ser expuestos en la próxima edición del congreso, del 4 al 8 de junio de 2012 en Kuala Lumpur, Malasia.

Se trata del evento más importante y el mayor de la industria del gas en el mundo, se celebra cada tres años y suele atraer a un promedio de 3500 delegados de todo el mundo, además de presentar los últimos adelantos, con información en estrategias, políticas, desafíos y oportunidades. El lema de la próxima edición será: "Gas, un futuro crecimiento global sostenible".

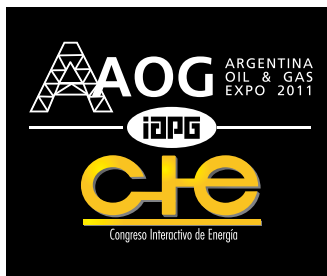
Los temas que se tratarán girarán alrededor del rol actual y futuro del gas como protagonista del desarrollo sostenible, las mejoras en su obtención y acceso a los mercados, maximizar su eficiencia a través de una cadena de valor, y el desarrollo de recursos humanos adecuados. Los resúmenes de los trabajos serán recibidos hasta el 1.º de septiembre de 2011. Para informes, <http://www.wgc2012.com/conference.html>

## 1er. Congreso Interactivo de Energía - CIE 2011

Conjuntamente con la realización de la exposición Argentina Oil & Gas 2011 el CIE 2011 reunirá en Buenos Aires a importantes representantes de la industria energética mundial y regional.

Bajo el lema "La Energía en América Latina: Desafíos y Soluciones", se celebrará del 11 al 13 de octubre próximos el CIE 2011, el 1er Congreso Interactivo de Energía de América Latina, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y el Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME). Se desarrollará junto con la Exposición Argentina Oil & Gas 2011 (AOG 2011), una de las principales exposiciones de la industria de los hidrocarburos de Latinoamérica, que comenzará el 10 de octubre.

El evento tendrá lugar en Buenos Aires y reunirá a prestigiosos expertos internacionales, que ofrecerán un escenario actualizado del panorama energético, con foco en las tendencias que ya se perfilan para el mediano y largo plazo.



A lo largo de cada uno de los tres días, el Congreso ofrecerá conferencias plenarias a cargo de prestigiosos oradores internacionales que expondrán los aspectos de la actualidad energética en el mundo. Y culminarán con sendas mesas redondas integradas por panelistas latinoamericanos que discutirán cómo se aplican estas temáticas al plano regional.

Los grandes temas que se tratarán en el CIE 2011 comprenden los desafíos ambientales y el cambio climático, la eficiencia y la conservación energética; el petróleo, el gas natural y el carbón; la energía nuclear y las energías renovables.

Todos serán expuestos con un alto prestigio técnico y académico; y se abarcará los principales aspectos de la industria energética que van desde las estrategias y los marcos reguladores hasta los avances tecnológicos y comerciales más novedosos, pasando por la administración y desarrollo de los recursos financieros y humanos.

Una componente novedosa y acorde con los congresos de última generación consiste en que durante el evento se dispondrá de tecnología de avanzada para intercambiar opiniones e ideas de los asistentes, con miras a fomentar una dinámica ágil e interactiva que permitirá elaborar conclusiones en tiempo real.

Todas estas conferencias del CIE 2011 se realizarán en el entorno del Centro de Convenciones y Exposiciones de La Rural, en la ciudad de Buenos Aires, donde los *stands* de las principales empresas energéticas estarán presentes para mostrar precisamente los últimos avances y para encontrarse con las pequeñas y medianas empresas de la industria, ya sea para compartir experiencias o entablar lazos comerciales.

Para mayor información: [www.cie-energia.com.ar](http://www.cie-energia.com.ar); [www.aog.com.ar](http://www.aog.com.ar)



## 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)

# NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

## El INVAP diseñará un proyecto de reactores

El Instituto Nacional de Investigaciones Aplicadas (INVAP), con sede en Bariloche, Río Negro, diseñará y desarrollará la ingeniería de los dos reactores nucleares de investigación que el gobierno argentino acordó poner en marcha junto con el del Brasil, informó el organismo.

El proyecto bilateral fue concertado por la presidenta de la Argentina, Cristina Fernández, y la del Brasil, Dilma Rousseff; los reactores estarían funcionando a finales de 2012. El INVAP trabajará con la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina (CNEA) y su par brasileña, la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN).

Ambos reactores, destinados a la producción de radioisótopos, la realización de ensayos de irradiación de combustible y materiales y la investigación con haces de neutrones, tendrán una potencia de 30MW. Se construirá uno para cada país y estarán basados en el modelo diseñado y construido por INVAP para la Organización Australiana de Ciencia y Tecnología Nuclear (Ansto), inaugurado en 2007 y cuyo costo osciló en los 300 millones de dólares.

“El diseño y la ingeniería se harán en Bariloche, con participación de científicos y técnicos de ambos países; es importante destacar que no es una venta de la Argentina al Brasil, sino una asociación estratégica”, explicó el gerente general de INVAP, Héctor Otheguy.

Y agregó que “se trata de una asociación muy inteligente, porque plantea el diseño unificado de dos reactores que cumplan los requisitos de demanda de cada país; así se abaratan los costos y se gana tiempo ya que la ingeniería será casi la misma”.

## Las nuevas reservas de gas, una competencia para Bolivia

Según la prensa boliviana, el interés de las grandes empresas petroleras en invertir en los nuevos campos de gas no convencional anunciados en la provincia argentina de Neuquén, podría reducir el interés en renovar contratos para el abastecimiento de gas con ese país, e incluso de invertir en esas latitudes. Así lo afirmó el periódico *El Diario*, quien cita al especialista en hidrocarburos, el geólogo y consultor boliviano Álvaro Ríos, al decir que el hallazgo “es una competencia para el gas boliviano”.

Según el anuncio del gobierno argentino, el hallazgo de gas no convencional tendrá un volumen estimado de 4,5 tcf (trillones de pies cúbicos) y se sitúa al sur de Loma La Lata.

## Proyecto educativo de la Fundación Potenciar

En función del crecimiento sostenido experimentado por la labor de los inspectores técnicos y de los proyectistas en la actividad petrolera de la región del Comahue, la Fundación Potenciar presentó su proyecto educativo Potenciar Educación Superior para 2011, con dos novedosas tecnicaturas: la de Inspección Técnica y la de Desarrollo de Proyectos.

Se trata de una oportunidad para desarrollar competencias, sistematizar experiencias y saberes profesionales y, al mismo tiempo, contar con un marco académico. Ambas carreras duran tres años y tienen un ciclo común de dos. La fórmula educativa incluye el uso del método de casos, el cursado intensivo y secuencial, la evaluación continua, el seguimiento virtual mediante un campus y el acceso a prácticas profesionales. La inscripción se halla abierta; para más información consultar en [www.potenciar-edu.com.ar](http://www.potenciar-edu.com.ar), [academica@potenciar-edu.com.ar](mailto:academica@potenciar-edu.com.ar) o al (0299) 482 35 63.

## ABB interconectará un parque eólico en la Patagonia

ABB anunció que Emgasud, compañía especializada en soluciones energéticas basadas en tecnología de última generación –e inversor en proyectos de energías renovables en el país–, ha designado a ABB para interconectar las partes en la construcción del parque eólico Rawson, que se erigirá en la provincia de Chubut.

El parque inyectará a la red de Transpa 80 MW de energía renovable y ABB será la responsable de la infraestructura eléctrica de 33 kV, desde los aerogeneradores, la subestación elevadora a 132 kV, la ampliación de la subestación Rawson bajo operación de Transpa y a toda la red de protecciones y comunicaciones del sistema. “La tecnología e ingeniería de ABB garantizarán que esta moderna fuente de energía renovable acceda al sistema interconectado nacional en óptimas condiciones de confiabilidad –afirmó ABB en un comunicado–, de este modo, Emgasud podrá operar este importante parque eólico con la seguridad de haber elegido un socio confiable”.

## Primer premio a la Excelencia en Procesos para YPF

YPF obtuvo el 1.º Premio a la Excelencia en Procesos en la última edición del Process Excellence Awards. En efecto, como parte de la 12.º Cumbre Anual de la Excelencia en Pro-





cesos realizada en los Estados Unidos, el Quality & Productivity Centre (IQPC) otorgó a YPF el primer premio a la excelencia de procesos.

Sebastián Fleisman, responsable corporativo de Calidad y Procesos, fue reconocido en la categoría de Líder de Proyectos de Calidad y Mejora de Procesos por el Proyecto GOP de E&P en su última fase, que incluye la adopción de la Gestión por Procesos como modelo de gestión de negocio. El jurado estuvo conformado por General Motors, Motorola, Hess, BMW, Boeing, Wells fargo y US Navy. Se tuvo en cuenta el desempeño para instrumentar y enriquecer la visión de calidad, así como la habilidad para comprometer y estimular al resto de la organización.

## El CIPET®, por una mejor atención de emergencias en el transporte de cargas

Creado por la Cámara Argentina del Transporte Automotor de Mercancías y Residuos Peligrosos (CATAMP), el Centro de Información Para Emergencias en el Transporte (CIPET®) pone a disposición de la ciudadanía una línea telefónica gratuita permanente para atención de llamados de emergencias, así como para brindar información y coordinar comunicaciones, en el transporte con cargas peligrosas desde cualquier punto del país.

Creado en 2007, este Centro asiste los accidentes o incidentes con cargas peligrosas que informen desde cualquier punto del país a través de esta línea telefónica gratuita las 24 horas, todo el año.

En coordinación con la Central de Comunicaciones de la Dirección Nacional de Protección Civil, el CIPET® recibe la llamada y alerta a los organismos de respuesta a la emergencia más cercanos al lugar del accidente (policía, bomberos, hospitales, etc.), así como a organismos dadores y receptores de órganos y a los transportistas de la carga.

El principal objetivo es minimizar los efectos de los accidentes con cargas peligrosas, aumentar la eficiencia en la atención de las emergencias y velar por la seguridad de las personas, las empresas transportistas, la comunidad y el medio ambiente.

Cargas peligrosas son aquellos productos, materiales o mercancías como emulsiones, soluciones o mezclas que durante su transporte presentan riesgos para la salud de los seres vivos, los bienes y el medio ambiente. Acorde con las Naciones Unidas y el Mercosur, las cargas peligrosas se clasifican en: explosivos, gases bajo presión, combustibles e inflamables, tóxicos, infecciosos, radiactivos y corrosivos, entre otros.

Los accidentes que involucran este tipo de carga pueden provocar incendios, explosiones, fugas de gases o derrames de líquidos, que, a su vez, podrían ser la causa de daños a las personas, a la comunidad, contaminación del agua, el aire y el suelo, y daños a bienes entre otros. Las cifras hablan de unos



100 accidentes anuales en el transporte de cargas peligrosas en el país; este número ha aumentado y entre los motivos se encuentra el aumento de la importación y la exportación de productos químicos y derivados del petróleo, de la peligrosidad de los productos, de los vehículos que circulan por las rutas –de su velocidad– y el mal estado de la infraestructura vial.

En 2009 circularon por el país unos 22.000 camiones y 19.000 acoplados con cargas peligrosas, esto es un total de 41.000 vehículos de ese tipo, propiedad de más de 6000 empresas. El 45% de estos vehículos está radicado en la provincia de Buenos Aires y el resto opera en todo el país.

La mayoría de las cargas peligrosas que se transportan son combustibles y derivados del petróleo (naftas, gasoil, gas licuado, solventes, aguarrás y asfaltos); el resto son gases diversos, productos químicos, agroquímicos, fertilizantes y artículos domésticos varios de elaboración local e importación que ingresan por diferentes puertos y puestos de frontera.

Entre sus herramientas, el CIPET® cuenta con un sistema geo-referenciado especialmente diseñado, donde figuran las direcciones y teléfonos de los organismos de respuesta a la emergencia (policía, bomberos, etc), para ubicar rápidamente a los más cercanos al lugar del accidente.

Además, tiene un sistema de fichas de intervención de emergencias, de la base de datos de la Federación Europea de la Industria Química y de la legislación Nacional, sobre unos 3100 productos y residuos peligrosos para informar a policías, bomberos y servicios médicos sobre cómo minimizar riesgos y dar los primeros auxilios.



Posee asimismo personal especializado para la atención telefónica y acceso a una base de datos que permite, mediante la matrícula del transporte accidentado, obtener información de la empresa.

El procedimiento consiste en que tras recibir la llamada de emergencia, se solicitan los primeros datos del accidente, se verifica la llamada y se obtiene el resto de la información sobre el accidente. Y se procede de la siguiente manera: 1.º Se registra la llamada del informante del accidente. 2.º Se ubica geográficamente el lugar de la emergencia. 3.º Se selecciona la "ficha de intervención" de los productos involucrados. 4.º Se hacen las llamadas según cada tipo de accidente. 5.º Se carga la información en el sistema y, por último, se realiza el seguimiento de la emergencia tras las intervenciones correspondientes (policía, hospitales, bomberos, etc.).

Con todos los datos, el CIPET@ alimenta la única base de datos sobre accidentes en el país, que permite realizar estadísticas tales como que de los accidentes registrados en el CIPET@, el 25% ocurrió en la provincia de Buenos Aires, seguidos por Santa Fe y Neuquén con un 16% y 8% respectivamente. Las siguen Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, Misiones, San Luis y Tucumán con un 2,06% cada una.

También se realizan aportes, información y apoyo en forma de boletines técnicos sobre los tipos de mercancía peligrosas y de legislación; y se brinda capacitación a bomberos, policías, protección civil, empresas del sector sobre atención de emergencias en el transporte con mercancías y residuos peligrosos. Para más información visitar [www.cipetcatamp.com.ar](http://www.cipetcatamp.com.ar)

## Medanito produce electricidad

Con la puesta en marcha de la central térmica en Rincón de los Sauces en octubre último, la empresa Medanito consolidó su presencia en la Cuenca Neuquina y completa su circuito de negocios en el campo de la energía, informa un comunicado de la empresa.



En efecto, Medanito ha sumado la producción de electricidad a la de petróleo (250 m³/d) y gas (un millón de m³/d), así como de LPG (5.000 t/mes) que viene incrementado desde hace años. La nueva central tiene una potencia instalada de 25 MW con alto rendimiento y está acoplada a una EETT de 132 kW construida para posibilitar el transporte en alta tensión. Con esto se completa una inversión de 35 millones de dólares.

Se trata de un proyecto cuya característica fundamental es el uso de nuevos caudales de gas natural de un yacimiento aislado, que la propia compañía ha desarrollado, afirma el comunicado, firmado por el presidente de la empresa, Dr. Emilio Carosio. Precisamente, las reservas de gas descubiertas han permitido anunciar dos nuevos proyectos: la ampliación de la central en un 28% llevándola a 32 MW y la construcción de una nueva planta de procesamiento de gas natural para LPG.

Así, Medanito ha completado los 100 millones de dólares estadounidenses de inversión en los últimos tres años, y para el actual comprometió otros 50 millones de dólares en exploración (3D y perforaciones), desarrollo (perforaciones, W.O.), y plantas, todo ello en la Cuenca Neuquina.

## 600.000 pesos en subsidios para pymes más limpias

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica otorgará subsidios de hasta \$600.000 a proyectos de empresas pequeñas y medianas (pymes) que busquen desarrollar mejoras tecnológicas para alcanzar una producción más limpia o con menor impacto ambiental.

El monto no podrá exceder el 50% del costo total. La contraparte deberá ser aportada por la empresa beneficiaria.

A través del Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR), que pertenece a esta agencia, se convoca al llamado de Aportes No Reembolsables Producción Más Limpia 2011 (ANR P+L 2011), lo cual se enmarca en de las acciones del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva para mejorar la competitividad de las empresas argentinas.

Podrán financiarse proyectos orientados al desarrollo de tecnologías 3R que apunten al reciclado y recuperación de insumos y materiales; la sustitución que permita reducir o eliminar los materiales contaminantes; el diseño y desarrollo de productos o envases y embalajes que minimicen el impacto ambiental; y la implementación de cambios tecnológicos que permitan incrementar la eficiencia y el desempeño ambiental en el ciclo de producción.

Los proyectos para esta convocatoria podrán presentarse hasta el 31 de marzo de 2011.

También hay líneas de créditos para proyectos de modernización de pymes (Artículo 2º - Ley 23.877); modernización de tecnología de productos y procesos en empresas (Créditos a Empresas CAE); y mejoramiento de instituciones que presten servicios tecnológicos al sector productivo (Aportes Reembolsables a Instituciones, ARAI). Consultar en [www.agencia.mincyt.gob.ar](http://www.agencia.mincyt.gob.ar)

## Acciones de Cesvi tras el verano

En las vacaciones, el auto debe soportar la acción de agentes externos que puede perjudicar sus partes y componentes. Los especialistas de Cesvi Argentina y de la automotriz Citroën analizan los principales componentes que pueden ser afectados por el mar, la arena y las piedras y aconseja qué hacer para reparar los daños ocasionados.



Tomando la Costa Atlántica por ser el destino más elegido por los argentinos en época estival, analiza los efectos de este "agente potencialmente corrosivo" para las partes metálicas del coche, como la salinidad del agua en el desgaste de los frenos o la arena, la sedimentación que puede provocar la pérdida de rendimiento del motor porque disminuye el ingreso de aire o la traba de los mecanismos de apertura, levantacristales y limpiaparabrisas.

Cesvi agrega en su lista los golpes que sufre el coche en el camino, y desarrolla una lista de consejos sobre mantenimientos periódicos, que pueden ser consultados en Abriendo Caminos Seguros: [www.programa-acs.com.ar](http://www.programa-acs.com.ar)



## Chevron Argentina, con dos proyectos para la comunidad

La petrolera Chevron Argentina anunció recientemente que ha comenzado un proyecto de biorremediación de suelo contaminado en el yacimiento El Trapial, Neuquén. El suelo impactado será acumulado en biopilas para luego ser transportado a una cancha de tratamiento, según afirma en un comunicado. La duración de las tareas será aproximadamente 18 meses.

La empresa anunció asimismo que uno de sus proyectos con la comunidad ha finalizado con éxito: se trata del Concurso de Divulgación Científica Paleontológica, organizado entre la compañía y la Universidad Nacional del Comahue, en el que se entregaron \$15.000 en premios. El jurado, tras un riguroso proceso de análisis y selección, definió a Gabriel Casal, geólogo investigador, y a Gabriela Ojeda, estudiante de ciencias naturales, como los ganadores del concurso.

## Premios I.A.S. 3M a la Seguridad

Se llamó a presentarse a los "Premios I.A.S. - 3M" a través de los cuales la compañía global de tecnología diversificada 3M, y el Instituto Argentino de Seguridad (I.A.S.) buscan reconocer y estimular las acciones educativas, técnicas y de gestión, dirigidas a optimizar aspectos relacionados con la higiene y seguridad en el trabajo, la prevención de accidentes y enfermedades ocupacionales.

El primer premio, "Premio I.A.S.- 3M Escuela Superior", será entregado al estudiante con mejor promedio de la materia "Elementos de Protección Personal", de la Carrera de Técnico Superior en Seguridad e Higiene en el Trabajo que se dicta en la Escuela Superior, dependiente del Instituto Argentino de Seguridad. 3M le otorgará al ganador, en el acto de colación de grado, un set de productos 3M para uso profesional. Con la segundadecoración, el "Premio I.A.S. - 3M Higiene y Seguridad", se buscará premiar a responsables de higiene y seguridad en las empresas. La recompensa consistirá en un viaje a los Estados Unidos, al Centro de Innovación de 3M en St. Paul (Minnesota) y al Congreso del Nacional Safety Council que se realizará del 30 de octubre al 4 de noviembre del 2011, Filadelfia.

El premio es de carácter abierto y la inscripción se realizará hasta el 18 de marzo en Av. Callao 262 Piso 4 (1022) de Capital Federal. Para más información, [www.3m.com/ar](http://www.3m.com/ar)

## Capacitación de TÜV Rheinland Argentina

La actualización respecto de nuevas herramientas en materia de Calidad, Seguridad y Medio Ambiente resulta indispensable para adecuarse a las exigencias de los mercados. TÜV Rheinland Argentina ofrece cursos de capacitación profesional para formar a los aspirantes en el manejo de normativas nacionales e internacionales relacionadas con estos aspectos.

Su variedad de capacitaciones incluye cursos relacionados con la industria en general y áreas específicas como agroalimentos, automotriz y otras; estas abarcan desde las etapas de planificación y preparación, hasta la ejecución y evaluación de auditorías internas y externas, y en estos últimos casos se extienden certificados del International Register Of Certificated Auditors (IRCA).

Estos son los cursos pautados en la ciudad de Buenos Aires; la totalidad se puede consultar en [www.tuv.com](http://www.tuv.com):

- Auditor Interno de Sistemas de Gestión de Calidad según ISO 9001:2008 (21 al 23 de febrero, 6 al 8 de abril).
- Auditor Interno de Sistemas de Gestión Ambiental según ISO 14001:2004 (2 al 4 de marzo).
- Auditor Interno de Sistemas de Gestión de Seguridad de la

- Información según ISO 27001:2005 (27 al 29 de abril).
- Auditor Interno de Sistemas de Gestión de Calidad según ISO TS 16949:2009 (22 y 23 de marzo).
  - IRCA ISMS Auditor / Lead Auditor Course (ISO 27001:2005) (28 de marzo al 1 de abril).
  - IRCA QMS Auditor / Lead Auditor Course (ISO 9001:2008) (11 al 15 de abril).
  - IRCA EMS Auditor / Lead Auditor Course (ISO 14001:2004) (9 al 13 de mayo).
  - IRCA OH&S Auditor / Lead Auditor Course (OHSAS 18001:2007) (16 al 20 de mayo).
  - Prevención de Accidentes Mayores en la Industria de Procesos (30 de junio al 1 de julio y 15 al 16 de noviembre).

## Minera Alumbra anunci<sup>ó</sup> el pago de utilidades a YMAD

Minera Alumbra distribuy<sup>ó</sup> nuevas utilidades a Yacimientos Mineros de Agua de Dionisio (YMAD) por unos \$115 millones, correspondientes al tercer trimestre de 2010, anunci<sup>ó</sup> la propia compa<sup>ñ</sup>ia en un comunicado.

El emprendimiento minero Bajo de la Alumbra, ubicado en la provincia de Catamarca, es explotado por una Uni<sup>ó</sup>n Transitoria de Empresas (UTE) entre YMAD y Minera Alumbra, seg<sup>ún</sup> el contrato celebrado por ambas empresas en 1994. Conforme a su participaci<sup>ó</sup>n en los beneficios del contrato de UTE, YMAD percibe el 20% de las utilidades generadas por dicho proyecto. YMAD est<sup>á</sup> conformada por la provincia de Catamarca y la Universidad Nacional de Tucum<sup>á</sup>n.

de precios. Varias petroleras multinacionales han salido del pa<sup>ís</sup> y otras anunciaron el cese parcial de sus actividades a la espera de que se calme el conflicto. Esta salida ha hecho sonar las alarmas ante una posible falta de suministro de este pa<sup>ís</sup>, Libia –noveno productor de la OPEP y exporta casi el 80% de su producci<sup>ó</sup>n a Europa–, que extrae 1,58 millones de barriles de petr<sup>ó</sup>leo diarios, lo que supone el 2,1% de la producci<sup>ó</sup>n mundial, y cuenta con unas reservas estrat<sup>é</sup>gicas de 44.300 millones de barriles, un 3,3% del total mundial.

## Gasoducto entre Espa<sup>ña</sup> y Argelia

El gasoducto de 1000 km de largo entre Argelia (Beni Saf) y Espa<sup>ña</sup> (Almer<sup>í</sup>a) sin pasar por Marruecos, llamado Medgaz en su parte mediterr<sup>á</sup>nea y submarina, se estima que habr<sup>á</sup> costado m<sup>á</sup>s de mil millones de euros y entrar<sup>á</sup> en servicio en las pr<sup>ó</sup>ximas semanas.

Realizado por el consorcio formado por los grupos espa<sup>ñ</sup>oles Cepsa, Iberdrola, Endesa y el franc<sup>és</sup> Gaz de France; y de la argelina Sonatrach, Medgaz deber<sup>á</sup> permitir el abastecimiento, con unos 8000 millones de m<sup>3</sup> de gas natural al a<sup>ño</sup>. El mercado espa<sup>ñ</sup>ol ser<sup>á</sup> aprovisionado con prioridad con precios competitivos. De esta manera, Europa, que depende en un alto porcentaje del combustible del exterior, contin<sup>úa</sup> asegurando su aprovisionamiento energ<sup>é</sup>tico para evitar repetir etapas de escasez como la atravesada en 2009 cuando se interrumpi<sup>ó</sup> el abastecimiento de gas proveniente de Rusia.

## Internacionales

### La AIE puede recurrir a 1600 millones de barriles de reservas estrat<sup>é</sup>gicas

La Agencia Internacional de la Energ<sup>í</sup>a (AIE) puede contar con reservas estrat<sup>é</sup>gicas de 1600 millones de barriles de petr<sup>ó</sup>leo en caso de cortes de suministro, afirm<sup>ó</sup> a la prensa internacional el director ejecutivo de la AIE, Nobuo Tanaka, durante una reuni<sup>ó</sup>n extraordinaria del Foro Internacional de Energ<sup>í</sup>a (FIE) el 22 de febrero <sup>último</sup> en Riad, Reino de Arabia Saudita.

La inquietud surgi<sup>ó</sup> a ra<sup>íz</sup> de los <sup>últimos</sup> conflictos pol<sup>ít</sup>icos en esta regi<sup>ó</sup>n, la principal productora de petr<sup>ó</sup>leo del mundo. El jefe de la agencia anunci<sup>ó</sup> que –la AIE tiene 1600 millones de barriles de petr<sup>ó</sup>leo en reservas estrat<sup>é</sup>gicas, que podemos usar en caso de una interrupci<sup>ó</sup>n–.

Pese al reciente mensaje tranquilizador de Kuwait, quien dijo que la Organizaci<sup>ó</sup>n de los Pa<sup>í</sup>ses Exportadores de Petr<sup>ó</sup>leo (OPEP) que estaba en negociaciones para incrementar la producci<sup>ó</sup>n, reconoci<sup>ó</sup> que –el mercado est<sup>á</sup> m<sup>á</sup>s ajustado y una interrupci<sup>ó</sup>n peque<sup>ña</sup> puede crear un pico en el precio–.

El conflicto en Libia es el que m<sup>á</sup>s ha contribuido al alza

## Europa apuesta por la eficiencia energ<sup>é</sup>tica

Los l<sup>í</sup>deres europeos apostaron el 4 de febrero <sup>último</sup>, en una cumbre en Bruselas entre jefes de Estado y de Gobierno de la UE, por mejorar la eficiencia energ<sup>é</sup>tica en la UE, aunque a falta de objetivos legalmente vinculantes, los progresos dependen por ahora de la buena voluntad de los Estados miembros. Tambi<sup>én</sup> instaron a la Comisi<sup>ó</sup>n Europea a que contin<sup>úe</sup> sus esfuerzos para profundizar la conexi<sup>ó</sup>n energ<sup>é</sup>tica transfronteriza y desarrollar –corredores estrat<sup>é</sup>gicos– de transporte de gas.

En efecto, ante el hecho de que aumentar en un 20% la eficiencia energ<sup>é</sup>tica, se decidi<sup>ó</sup> que desde el 1<sup>o</sup> de enero de 2012, toda contrataci<sup>ó</sup>n p<sup>ú</sup>blica en cualquiera de los Estados miembros deber<sup>á</sup>n tenerla en cuenta. Como los objetivos no obligan a los pa<sup>í</sup>ses, varios eurodiputados y organizaciones, buscan revertir la situaci<sup>ó</sup>n, entre ellos Buzek, presidente del Parlamento Europeo.

Una de las medidas ser<sup>á</sup> actualizar y expandir las interconexiones entre pa<sup>í</sup>ses para llevar energ<sup>í</sup>a e<sup>ó</sup>lica y solar al resto del continente, y para que despu<sup>és</sup> de 2015, ning<sup>ún</sup> Estado miembro siga aislado de las redes el<sup>é</sup>ctricas y de gas europeas. La dependencia europea de la energ<sup>í</sup>a proveniente del exterior superar<sup>á</sup> el 70% en 2030 si esto no se revierte, lo que implicar<sup>á</sup> el 2,5% de su Producto Interior Bruto (PIB) anual.

## Por ley, las centrales térmicas españolas queman carbón local

Las centrales térmicas que usan carbón autóctono empezaron en febrero a quemar carbón de las minas locales, tras la decisión del Tribunal de la Unión Europea, con sede en Luxemburgo, de levantar la suspensión provisional que pesaba sobre la aplicación del decreto de ayudas al carbón nacional.

En efecto, un Real Decreto obliga a los generadores de energía a utilizar el carbón local para paliar los problemas de desempleo en las regiones productoras del combustible; estas deberían dejar definitivamente de obtener carbón para 2012, a raíz de la directiva europea de no seguir adelante con semejante fuente de emisiones de CO<sub>2</sub>. Junto con la Xunta de Galicia, las empresas Endesa, Iberdrola y Gas Natural Fenosa pidieron una medida cautelar, pero fue desestimada por Luxemburgo.

## Hacia el 100% del suministro de fuentes limpias en 2050

Greenpeace presentó en enero último ante Bruselas su informe "La batalla de las redes energéticas inteligentes", donde revela que Europa no está garantizando un suministro energético seguro y sostenible en el futuro.

La organización propone una red europea que asegure el abastecimiento a través de fuentes limpias para 2050; su objetivo es conseguir el 100% de energía verde en detrimento del carbón y de las nucleares, por su alto poder de contaminación, indica la red informativa oficial de la UE, Euractiv.

Europa dedica especial atención a la seguridad energética y su creciente demanda, la estabilidad de la oferta y la necesidad urgente de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> para evitar el cambio climático. La organización ecologista espera que para 2020 se reduzca un 40% el uso de fuentes contaminantes, que para 2030 la disminución sea del 70%, con el fin de eliminarlas por completo en 2050 y que el uso de energía limpia sea del 100%.

## Wikileaks también se ocupa del petróleo

Las reservas de Arabia Saudita, el mayor exportador mundial de crudo, podrían haber sido exageradas y ser inferiores a las declaradas por el país árabe, según habría revelado Wikileaks al diario británico *The Guardian*.

Al parecer, el portal informativo que se ocupa de revelar documentos clasificados divulgó que cables de la embajada de los Estados Unidos en Riad habrían revelado que no hay suficientes reservas en Arabia Saudita para impedir una disparada de los precios del petróleo.

Los cables datarían de 2007 a 2009 y en ellos el geólogo y ex jefe de exploraciones del gigante saudí Aramco, Sadaal-Husseini, habría confesado a un diplomático estadounidense que se han exagerado en 300.000 millones de barriles las previsiones, es decir, casi un 40%, y que no se alcanzarían los 12,5 millo-

nes de barriles diarios. Agregó que tal vez en 2012, la producción mundial de petróleo alcanzaría su punto más alto.

Otro cable, de 2009, aseguraba que un crecimiento alto en el consumo de electricidad local obligará a limitar las exportaciones de crudo y, al país a "doblar su capacidad de generación hasta 68.000 Mw en 2018".

## 12.º Encuesta anual de la industria automotriz de KPMG

La 12.º encuesta anual de la industria automotriz mundial realizada por la consultora KPMG en enero último, los vehículos híbridos y eléctricos tendrán la mayor proporción de crecimiento durante los próximos cinco años.

Esto obedecerá al alza en la demanda de vehículos construidos para fines específicos en Europa y los Estados Unidos, y de automóviles seguros y de menor costo en los mercados emergentes como China, asegura el informe.

Esta encuesta se realizó entre ejecutivos líderes del sector y más de 200 fabricantes de autos, proveedores y concesionarios que opinaron acerca de temas como los desafíos y oportunidades en las tendencias de consumo, innovación tecnológica, nuevos modelos de negocios, oportunidades de crecimiento y rentabilidad; y mercados emergentes para los próximos 5 a 10 años.

Según esta encuesta, mientras en 2004, se estimaba que el ahorro de combustible sería el criterio que regiría el consumo; en 2010, la preocupación número uno del consumidor es el ahorro de energía.

Y se observará un mercado global de dos niveles, dijo Dieter Becker, Responsable Global de la Industria Automotriz de KPMG: "Los países más desarrollados luchan por lidiar con los cambios en la movilidad mientras que en las regiones emergentes como Asia existe un auge por proveer una diversidad de vehículos a los que desean mejorar la movilidad".

## Israel halla gas para abastecerse un siglo entero

Con el yacimiento gasífero de Leviatán recientemente hallado, Israel podría haberse asegurado autoabastecimiento energético para más de 100 años, señaló en rueda de prensa reciente el experto israelí Jacob Gilboa, profesor de geología en la Universidad Hebrea de Jerusalén y miembro del equipo de Avner Oil&Gas, una de las empresas involucradas en el descubrimiento.

En efecto, según sus empresas explotadoras (estadounidenses e israelíes como Nobel, Avner y Perforaciones Delec) el campo tiene 16 tfc de gas y podría esconder petróleo a unos 1700 metros de profundidad, por lo que podría tratarse de la mayor reserva marítima de este combustible encontrado en los últimos 10 años.

Leviatán se ubica a 130 km de la ciudad de Haifa (en el noreste del país) y según se ha anunciado, comenzará a producir dentro 5 años. Junto con los 8 tfc de gas del yacimiento de Tamar, que empezará a producir en 2013, este yacimiento nuevo no sólo podría garantizar la autosuficiencia energética para los próximos 100 años a Israel, sino, incluso, convertirlo en exportador del combustible.

# NOVEDADES DEL IAPG



## En Río Grande conmemoraron el 61.º aniversario del TF1

Tierra del Fuego conmemoró recientemente el 61.º aniversario del descubrimiento del pozo petrolero TF1, el primero descubierto en la provincia. Las autoridades locales del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas –IAPG–, junto con las de la Secretaría de Hidrocarburos; del Concejo Deliberante de la ciudad de Río Grande y representantes de empresas petroleras radicadas en Tierra del Fuego, llevaron a cabo el acto recordatorio.

Este tuvo lugar en el sitio del hallazgo, 25 km al norte de Río Grande, cerca del casco de la estancia Las Violetas. A continuación, se llevó a cabo un ágape organizado por el IAPG.

En medio de una ola de viento tan frío como la que se documenta que sopló hace 61 años, el secretario de Hidrocarburos, Eduardo D'Andrea, expresó que cada aniversario del TF1 representa la oportunidad de "reencontrarse con amigos, con los que trabajamos día tras día compartiendo esperanzas y desazones, trabajando con el tesón que nos pide esta zona", destacando en ese sentido que las tareas de un trabajador petrolero en Tierra del Fuego "no se comparan con ningún otro lugar del país; es gente especial que sabe lo que es sufrir las inclemencias del tiempo, el quedarse aislado o compartir en un tráiler o en un campamento".

Asimismo, exhortó a las empresas "a seguir invirtiendo y apostando por Tierra del Fuego, porque podemos pertenecer a cualquier empresa, pero nuestro hogar es este", manifestando su compromiso y presencia.

Por su parte, el representante del IAPG filial Río Grande, el ingeniero Jorge Cureda, agradeció la presencia de autoridades y vecinos en ese acto y brindó un reconocimiento a los pioneros que hicieron posible el descubrimiento del petróleo en Tierra del Fuego y el consiguiente desarrollo económico. "El hecho de que hoy ellos ya no estén nos obliga a homena-



jearlos, ya que su logro ha resultado en el presente de todos nosotros". El ejecutivo comprometió a todas las empresas del sector hidrocarburífero a "llevar adelante todo este legado de esfuerzo y sacrificio, para incentivar, promover y ejecutar las tareas necesarias con el fin de incrementar la explotación de los recursos hidrocarburíferos de la provincia".

Participó el ex secretario general de Petroleros Privados, Juan José Degratti, quien acudió ataviado con la indumentaria habitual de los trabajadores del petróleo, casco incluido. Por su parte, Gabriel Boasso, integrante de la nueva comisión directiva del IAPG, comentó que la organización del ágape tuvo como objetivo "conmemorar este aniversario y tratar de juntar a todos los amigos; fue un hermoso evento... y hubo muchos recuerdos de gente que trabajó mucho en el petróleo".



## El presidente de WA:ERA visitó el IAPG

El Ing. David Agostini, presidente de la Western Australian Energy Reseach Alliance (WA:ERA), visitó la sede del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), donde se reunió con sus representantes, así como la de la Society of Petroleum Engineers (SPE) en la Argentina.

En paralelo con el IAPG, la actividad de WA:ERA consiste en promover la investigación y el marco académico para los profesionales de la industria de hidrocarburos y de los futuros desarrollos energéticos. Para todo ello se basa en profesionales



David Agostini con Víctor Casalotti, del IAPG

de élite que buscan mantener la excelencia.

La visita tuvo el fin de realizar contactos para promover la cooperación entre ambos organismos.

## Presencia del IAPG La Plata en la Cumbre Social del Mercosur

La organización del Mercosur contempla la participación de la Sociedad Civil con el objeto de analizar durante el año distintas problemáticas y realizar propuestas, que sean de interés común para los países miembros.

En 2009, la Comisión de Cambio Climático, Ambiente y Desarrollo Sustentable del Consejo Consultivo de la Sociedad Civil, invitó al IAPG seccional La Plata a participar en dicha comisión, para realizar un aporte en el ámbito energético. Dado que la representación es de carácter nacional, se elevó la invitación al IAPG Central para su análisis, se decidió allí participar y para ello nombró a dos representantes (como titular, Analía Escribano, socia personal; y como alternativo Carlos Santamarina, de Exxon Mobil).

La Comisión de Cambio Climático, Ambiente y Desarrollo Sustentable (CCCAyDS) se reúne semanalmente en el Palacio San Martín de la Cancillería Argentina y asisten representantes de varias organizaciones no gubernamentales (ONG), del Servicio Meteorológico, del ámbito académico y de la Base Comodoro Marambio, entre otros.

Los proyectos son debatidos en una precumbre y de allí surgen los proyectos que finalmente le son presentados al embajador (actualmente, el Sr. Oscar Laborde) quien los analiza, realiza sus observaciones y luego de su aprobación, son presentados a los presidentes de los países miembros en la Cumbre Anual.

La presidencia del Mercosur es pro t mpore: el mandato de 2010 le correspondió al Brasil y el de 2011, al Paraguay. La

 ltima cumbre se realizó en el Parque Tecnológico de Itaipú, en Foz do Iguazú (Brasil), del 14 al 17 de diciembre de 2010. Del 14 al 16 se llevó a cabo la Cumbre Social (donde se debatieron diferentes temáticas en salas simultáneas) y el 17, la Cumbre de los Presidentes.

La CCCAyDS presentó 8 proyectos vinculados con la consigna prefijada: cambio climático y pobreza. Uno de esos proyectos fue elaborado por el IAPG y es el de la necesidad de hacer uso de energías renovables dentro del sistema de permacultura compromiso universitario y necesidad de financiación de la Sociedad Civil.

Cada proyecto deb  ser desarrollado en forma sucinta, incluyendo un breve párrafo de recomendaciones que simplifiquen los aspectos fuertes del proyecto. En este caso fueron: complementar los proyectos de permacultura con energías renovables, integrar a las comunidades educativas del Mercosur para apoyar a las ONG, programar los proyectos a escala piloto y conseguir financiamiento de los Estados miembros, empresas y fundaciones para su ejecución.

Dado que uno de los pilares contemplados en el proyecto es la participación activa del sistema académico de los países miembros, durante la cumbre se entablaron relaciones con directivos y docentes de la nueva Universidad Federal de Integración Latinoamericana (Unila), que ya funciona de forma transitoria en instalaciones de Itaipú y que próximamente comenzará la obra del edificio definitivo en un predio de 40 hectáreas dentro del Parque Tecnológico Itaipú.

Dicho edificio tendrá una capacidad para 10.000 alumnos, en su concepto fundacional de "Universidad sin fronteras" y asistirán fundamentalmente alumnos de la Argentina, el Paraguay y el Brasil. En Unila se pueden seguir las siguientes carreras de grado: Antropología, Ciencias Políticas y Sociología, Ciencias Biológicas, Ciencias Naturales, Ciencias Económicas, Desarrollo Agrario y Seguridad Alimentaria, Ingeniería Civil, Ingeniería en Energías Renovables, Geografía, Historia, Letras, Relaciones Internacionales e Integración. Cuenta, además, con un dinámico sistema de especializaciones a través de los posgrados.

## El IAPG Seccional Cuyo, cada vez más cerca de la comunidad

Para el IAPG Seccional Cuyo, el 2010 fue un año de grandes retos y logros. Durante el año, el Instituto organizó frecuentes encuentros y cenas sociales que congregaron a su Comisión Directiva.

La primera reunión se realizó en mayo, en Malargüe, donde también se presentó la fundación de su filial. Los encuentros continuaron a lo largo del año, cabe destacar la gran participación de socios y miembros activos.

Además, el IAPG Seccional Cuyo mantuvo relación con la comunidad. Damos cuenta de esto en la tarea realizada entre el Instituto y Gendarmería Nacional, quienes durante todo el año pasado asistieron con prácticas odontológicas a escuelas en zonas rurales y de escasos recursos. A esto, se sumaron acciones solidarias de donación de leche.

Y junto con la asistencia médica para los más chicos, también se organizaron encuentros con la participación de elencos de títeres que, a través de juegos infantiles, transmitieron conceptos educativos.

En 2010 mantuvo múltiples actividades culturales, deportivas y de capacitación.

- **Certificación de oficios:** la necesidad de acreditar el dominio de un oficio relativo a las tareas de la industria surge de la demanda de mano de obra calificada que aseguren la calidad de los trabajos y la continuidad de las líneas de producción en las empresas.

Por lo tanto, importantes empresas nucleadas en el IAPG Seccional Cuyo, vinculadas con la Refinería Luján de Cuyo de YPF participaron activamente del programa de Certificación de Especialidades Técnicas (oficios), llevado a cabo por la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza.

El programa tiene como objetivo conducir al personal del medio a rendir exámenes teóricos y prácticos, cuyos resultados certifican y acreditan el dominio de un oficio. Hasta el momento, la Universidad certificó 32 personas como soldadores. Actualmente, se está trabajando para certificar a instrumentistas, electricistas y cañista (bridador).

Esta certificación, además de asegurar que el personal contratado posee las competencias requeridas para desempeñar las funciones asignadas, garantiza un ambiente de trabajo seguro; le reconoce formalmente al trabajador su competencia en el oficio, lograda luego de años de esfuerzo; refuerza la importancia de la superación personal y de formación continua. Estos beneficios a la hora de obtener un diploma, alientan a las personas y a las empresas a seguir perfeccionándose.

Asimismo, el IAPG contribuyó al programa con donaciones de equipos a la Escuela de Soldadura, la cual es un área de formación que funciona en Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza.

- **Destacada participación en la Vendimia:** como todos los años, el IAPG Seccional Cuyo eligió su Reina y Virreina del Petróleo y del Gas. Antonella Frugoni e Inés Peralta fueron electas soberanas y ellas representaron a la Institución en la



Participación de IAPG Seccional Cuyo con su carruaje en la tradicional Vía Blanca en Vendimia 2010

tradicional Fiesta de la Vendimia 2011, realizada en el mes de marzo en la provincia de Mendoza. Además de sus reinas, la Institución participará con un carruaje propio en "Vía Blanca de las Reinas y Carrousel", ambos eventos tradicionales de la vendimia mendocina.

El concepto del carruaje se relaciona con los íconos de la industria petrolera y del gas, tales como: la refinación, productos derivados del petróleo y la reserva de la flora y la fauna.

La figura de la reina y virreina del Petróleo y del Gas es una fiel representación del trabajo conjunto que realizan las industrias más importantes de la provincia, como son la vitivinícola y los hidrocarburos.

- **Deportes:** la recreación y la integración a través del deporte es un pilar para el IAPG. Es por esto por lo que se organizó el campeonato de fútbol Bicentenario 2010 en el camping SUPEH de Vistalba. En el concurso participaron 20 equipos en categorías libres y mayores, y más de 300 personas que pertenecen a las empresas que reúne el Instituto.

- **Arte y cultura:** de todas las actividades que se organizaron, hubo una noche de gala en el Teatro Independencia. La Orquesta Filarmónica de Mendoza y el Coral Trabajadores de Refinería YPF actuaron en el lugar emblemático del arte mendocino y brindaron un espectacular concierto.



Actuación del Coral Trabajadores de Refinería YPF

- **Capacitaciones:** para el Instituto, la capacitación es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo personal y social. Durante el año 2010, el Instituto organizó cuatro cursos y se concretaron con éxito.

IAPG seccional Cuyo junto al IAPG Central realizaron capacitaciones gerenciales. "Decisiones Estratégicas" fue un curso donde los participantes pudieron rever conceptos ejecutivos a fin de fortalecer su desarrollo profesional.

También se llevaron a cabo las "Jornadas de Reparación, Perforación y Terminación de pozos", que culminó con la visita a la Refinería de Luján de Cuyo y un almuerzo entre los presentes.

Un momento importante para la relación con sus pares, de aprendizaje y puesta en común y análisis de la realidad de la industria fue el Lads Subcapítulo Cuyo en Bodega Séptima, un *workshop* sobre "El Liderazgo y la Comunicación en Seguridad".

Por último, en lo que respecta al ámbito de la concientización de los cuidados ambientales, nuevamente la entidad propició la participación en las 16.º Olimpiadas de Preservación del Medio Ambiente destinadas a estudiantes mendocinos que cursan sus estudios secundarios. Cabe destacar el gran desempeño que obtuvieron los adolescentes durante la capacitación.



## La Seccional Sur, en su cincuentenario

Próximos al cincuentenario de la Seccional Sur, hemos finalizado un año de proyectos y vamos por más. Durante el 2010 la Comisión Directiva se reunió periódicamente con alta participación de los representantes de las 40 empresas socias. Como es tradición, se realizaron, además, reuniones para compartir momentos más distendidos tanto en la Cena Bicentenario como en la Cena de fin de año.

En el mes de septiembre se desarrollaron las Jornadas de Producción "Yacimientos Maduros. Ideas para un futuro sustentable". La conferencia inaugural estuvo a cargo de Jorge Llera, quien disertó sobre "Planta de producción de hidrógeno" y al cierre de las Jornadas, los participantes realizaron precisamente una visita a las instalaciones de la empresa Capsa en Diadema Argentina. A lo largo de los dos días, se presentaron unas 14 ponencias sobre los desarrollos e innovaciones en la Cuenca del Golfo.

Otro objetivo fue la concreción del edificio para la sede propia. Al respecto, se avanzó en la definición del proyecto y, con la colaboración de Casa Central, se resolvió el financiamiento de la obra.

Si de crecimiento se trata, requiere una especial mención la Escuela de Conducción. Cumplidos 11 años, han pasado por sus cursos más de 45.000 personas. Las estadísticas demuestran que este año hemos superado nuestro propio récord: casi 6000 asistentes, 262 cursos.

Además y gracias al enorme esfuerzo de la Comisión Técnica que acompaña el desarrollo de la Escuela de Conducción, concretamos el sueño de diseñar a medida un curso práctico integrado a la propuesta del curso teórico que ya se dicta. Entre los meses de agosto y septiembre realizamos las experiencias pilotos del "Curso Práctica de Técnicas de Manejo". Este curso tiene una duración de 8 horas y puede realizarse una vez aprobado el curso "Conducción defensiva y técnicas de manejo".



El IAPG en la Expopymes

Y en el mes de octubre, mientras se dictaba en Comodoro Rivadavia el curso de inicio número 1000, en Casa Central se presentó la primera edición del curso "El conductor defensivo", con una duración de 8 horas y destinado a principiantes interesados en un abordaje general de la Ley de Tránsito.

Además, convocados por la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, participamos en varias reuniones para asesorar en

temas de seguridad vial a los integrantes del Concejo Deliberante y, en otro orden, brindar un curso para los inspectores de tránsito de la Municipalidad de Sarmiento.

Estos procesos de desarrollo fueron acompañados, además, con propuestas de formación para el equipo de instructores y la revisión de la dinámica de las propuestas actuales.

---

## El 20 WPC otorgará premios excepcionales a los jóvenes

Los profesionales menores de 35 años están invitados a presentar resúmenes para la convocatoria rumbo al 20th World Petroleum Congress (WPC) con la posibilidad de ganar un sitio en el evento y competir por uno de los tres primeros puestos de los Premios Para Jóvenes del Congreso Mundial del Petróleo (WPC Youth Awards). El comité organizador del Congreso ha otorgado más de 10.000 dólares estadounidenses en premios monetarios para ser repartidos entre los tres mejores expositores. El ganador recibirá 5000 dólares, mientras que el segundo y tercer premio serán de 3000 cada uno.

Un jurado independiente seleccionará a los ganadores según los mejores resúmenes recibidos para presentaciones y pósters en la Convocatoria del WPC. La originalidad, la precisión y la pertinencia serán tenidas en cuenta como criterio para la selección. Las presentaciones de resúmenes pueden realizarse online en <http://www.20wpc.com/index.php/programme/call-for-papers.html>.

La fecha límite para las presentaciones es el 31 de marzo y los ganadores serán anunciados durante la ceremonia del WPC Excellence Awards del próximo Congreso, que se celebrará en Doha, Qatar, desde el 5 de diciembre de 2011 y a la que asistirán dignatarios de alto nivel, líderes de la industria y la prensa internacional.

---

## Convocatoria a los proyectos de RSE del Global Village del 20th WPC

El Comité Organizador del 20th WPC llama a las compañías y organismos a presentar sus proyectos e iniciativas que consideren que mejor ilustran el lazo entre responsabilidad corporativa social y el desarrollo humano. El Comité está particularmente interesado en proyectos que alienten la colaboración abierta entre organismos no gubernamentales y las empresas petroleras.

El Global Village será un exhibidor de los proyectos e iniciativas que resalten la contribución de la industria petrolera al desarrollo humano a nivel local. Dará a las compañías la oportunidad de ilustrar el importante rol que la industria juega al promover el progreso social y económico.

Los interesados en mostrar sus proyectos o iniciativas en el ámbito de la Global Village durante el Congreso 20th WPC tienen tiempo hasta el 1.º de mayo para presentar sus resúmenes. Para más información, <http://www.20wpc.com/index.php/the-congress/social-responsibility.html>

## El lado B de los petroleros

### Oscar Fridman

Personaje conocido en el ámbito del petróleo, con un currículum inagotable y hoy director del Foro de la web del IAPG, Oscar Fridman es además —y vale la pena contarle— un destacado fotógrafo que no ha desperdiciado ocasión para plasmar su arte en los numerosos viajes que realiza, ya sea por placer o por su trabajo como CEO de la consultora Petroconsult.

“Comencé a sacar fotos desde muy pequeño, y el hacerlo me sigue resultando un momento mágico. Pongo en cada foto lo que siento, es como el fotograma de una película, siempre sucede algo antes, durante y después. Ese es el espíritu que queda reflejado en cada foto, una situación, un encuentro”, confiesa en su página web, en donde puede apreciarse su ojo experto.

<http://www.oscarfridman.com/index.php>



## Cursos de capacitación

### Abril

#### Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 4 y 5 de abril / Lugar: Neuquén

#### Introducción a la Corrosión 1

Instructores: *W. Muller, A. Burkart, C. Navia, E. Sfreddo, B. Rosales, A. Keitelman*

Fecha: 27-29 de abril / Lugar: Buenos Aires

### Mayo

#### Mediciones de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 4-6 de mayo / Lugar: Buenos Aires

#### Decisiones estratégicas en la industria del petróleo y del gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 5 y 6 de mayo / Lugar: Mendoza

#### Protección Anticorrosiva 1

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

Fecha: 10-13 de mayo / Lugar: Buenos Aires

#### Calidad de Gases Naturales (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 19 y 20 de mayo / Lugar: Buenos Aires

#### Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su

#### Terminología en Inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 20 y 27 de mayo / Lugar: Buenos Aires

#### Protección Anticorrosiva 2

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

Fecha: 30 de mayo-2 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Bucciari, J. J. Rodríguez, C. Casares,*

*B. Fernández, O. Montano*

Fecha: 31 de mayo-3 de junio / Lugar: Buenos Aires

### Junio

#### Introducción a los Registros de Pozos

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 6-10 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*

Fecha: 6-10 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Diseño y Operación de Conductos para Transporte de Hidrocarburos Líquidos

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 13-15 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Calidad de Gases Naturales (incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 14 y 15 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Automatización, Control y Operación de Conductos

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 16 y 17 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Introducción a la Corrosión 2

Instructores: *W. Muller, A. Burkart, M. Barreto*

Fecha: 22-24 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas basadas en el Riesgo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 23 y 24 de junio / Lugar: Buenos Aires

#### Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 28 de junio-1 de julio / Lugar: Neuquén

#### Factores Económicos de la Industria del Petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 29 de junio-1 de julio / Lugar: Buenos Aires

#### Plantas de Regulación de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 30 de junio-1 de julio / Lugar: Buenos Aires

### Julio

#### Evaluación de Proyectos 1. Teoría General

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 4-8 de julio / Lugar: Buenos Aires

#### Métodos de Levantamiento Artificial

Instructor: *F. Resio*

Fecha: 18-22 de julio / Lugar: Buenos Aires

## Agosto

### Inyección de Agua. Predicciones de Desempeño y Control

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 1-5 de agosto / Lugar: Buenos Aires

### Análisis Nodal

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 9-12 de agosto / Lugar: Buenos Aires

### Interpretación Avanzada de Perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 29 de agosto-2 de septiembre

Lugar: Buenos Aires

## Septiembre

### Negociación, Influencia y Resolución de Conflictos

Instructor: *Carlos Garibaldi*

Fecha: 1 y 2 de septiembre / Lugar: Mendoza

### Términos Contractuales y Fiscales Internacionales en E&P

Instructor: *C. Garibaldi*

Fecha: 5 y 6 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra en

#### Instalaciones de Medición

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Documentación para Proyectos y Obras de Instrumentación y

#### Control

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 9 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de Reservorios

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 12-16 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 20-23 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Herramientas Avanzadas de Project Management en la

#### Industria Petrolera y Gasífera

Instructor: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 26-28 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

### Decisiones Estratégicas en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructores: *G. Francese*

Fecha: 29 y 30 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

## Octubre

### RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas Basadas en el Riesgo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 6 y 7 de octubre / Lugar: Mendoza

### Sistemas de Telesupervisión y Control SCADA

Instructor: *S. Ferro*

Fecha: 6 y 7 de octubre / Lugar: Buenos Aires

### Procesamiento de Gas Natural

Instructores: *C. Casares, P. Boccardo, P. Albrecht, M.*

*Arduino, J. L. Carrone, E. Carrone, M. Esterman*

Fecha: 19-21 de octubre / Lugar: Buenos Aires

### Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de

#### Reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 24 y 25 de octubre / Lugar: Buenos Aires

### Ingeniería de Reservorios de Gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 31 de octubre-4 de noviembre / Lugar: Buenos Aires

## Noviembre

### Introducción al Project Management en la Industria Petrolera y Gasífera

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 23-25 de noviembre / Lugar: Buenos Aires

### Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra en Instalaciones de Medición

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 25 de noviembre / Lugar: Mendoza

### Evaluación de Proyectos 2. Riesgo, Aceleración y

#### Mantenimiento-Reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 28 de noviembre-2 de diciembre / Lugar: Buenos Aires



## Profesionales & consultores



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

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

Edificio Concord Pilar  
Sección Zafiro Of.101-104  
Panamericana Km.49,5 (1629)  
Pilar - Bs. As. - Argentina  
Tel: +54 (2322) 300-191/192  
[www.gigaconsulting.com.ar](http://www.gigaconsulting.com.ar)

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

## Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

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

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

# NOVEDADES DESDE HOUSTON

## Actividades de la seccional Houston

Nuestro queridísimo amigo Claudio Manzollilo decidió retirarse luego de haber estado siempre presente desde la fundación del IAPG Houston. No hay duda de que esta organización nunca habría salido adelante sin su empuje y tesón. ¡Lo vamos a extrañar!

Habiendo sido efectivamente otorgadas las becas a Gisela



De izquierda a derecha: Francisco Balduzzi, presidente 2010-2011 del IAPG Houston; Carlos Alfaro, socio fundador de Alfaro Abogados; Joe Amador, director de Scotia Waterous; y Stanley Little, presidente electo 2011-2012 del IAPG Houston.

Porfiri y Santiago Drexler, para asistir a cursos en Houston carreras relacionados con los hidrocarburos, la sede texana del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas concentró sus esfuerzos en dos programas consecutivos en los meses de octubre y noviembre de 2010.

El primero de ellos titulado "From Asia with Love - M&A Outlook in Argentina and Latin America", fue patrocinado por el Estudio Jurídico Alfaro Abogados y el orador fue Joe Amador, Director de Scotia Waterous. El Sr. Amador dio una visión de las inversiones asiáticas en el sector upstream en la Argentina, dentro del contexto latinoamericano.

El segundo programa, "Argentina, 2011 and Beyond. An Energy Business & Regulatory Road Map" fue presentado por Daniel Gerold, Director de G&G Energy Consultants; y Hugo Martelli y Pablo de Rosso, socios del Estudio Jurídico Martelli Abogados. En esta oportunidad los oradores focalizaron su presentación exclusivamente en la Argentina explicando muy bien la situación actual de las inversiones en el sector desde el punto de vista comercial y legal.

Ambos eventos fueron todo un éxito, con un alto promedio de participantes en cada uno de ellos y un incremento importante de audiencia en comparación con los últimos foros.

El IAPG Houston es una organización sin fines de lucro que funciona gracias al esfuerzo y al trabajo voluntario de sus todos sus miembros y las colaboraciones de sus patrocinadores. El IAPG Houston está muy agradecido a todos ellos. ■

¡Hasta la próxima!

Francisco Balduzzi

[francisco.balduzzi@iapghouston.org](mailto:francisco.balduzzi@iapghouston.org)

## 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)

# 25th WORLD GAS CONFERENCE

KUALA LUMPUR  
MALAYSIA

Conducted by the Industry, for the Industry



*Kuala Lumpur,  
Malaysia.*

Be Where The Decision Makers Are. Book Your Exhibition Space Now!  
E-mail us at [exhibition@wgc2012.com](mailto:exhibition@wgc2012.com) or visit our website.

Raise Your Company Profile with Maximum Exposure.  
Become a Sponsor.  
E-mail us at [sponsorship@wgc2012.com](mailto:sponsorship@wgc2012.com) or visit our website.

Call for Papers is Now Open!

For more information and to submit your abstract, visit our website

visit our  
website  
[www.wgc2012.com](http://www.wgc2012.com)

- Visitors and Delegates from **65 countries**
- Over **3,500 conference delegates**
- Highs of **30,000 trade visitors expected**

Network with industry leaders and discuss the latest trends, strategies and technologies at the most important gas conference held in Asia in 2012.

Mark your calendars - Registration opens 1 April 2011

The biggest gas event held in Asia since 2003.

**See You in Kuala Lumpur!**

"Gas: Sustaining Future Global Growth"  
Kuala Lumpur, Malaysia. 4 - 8 June 2012



Patron



In Association With



Host Sponsor



Organiser

KUALA LUMPUR  
2012  
WORLD GAS CONFERENCE

# ÍNDICE DE ANUNCIANTES

ABB	67	Norpatagonica Lupatech	16
Accenture	53	Pan American Energy	Retiro de tapa
Aeroterra	63	Petrobras Energía	39
Aesa	19	Petroconsult	99
Antares Naviera	43	Port of Houston	47
AOG	95	Schlumberger Argentina	13
Compañía Mega	25	Skanska	17
Conferencia Regional Arpel 2011	81	Tecna	Contratapa
Contreras Hnos	Retiro de contratapa	Tecpetrol	23
DataSeismic	24	Tesco Corporation	37
Del Plata Ingeniería	93	TGN	45
Delga	49	Total	9
Electrificadora Del Valle	51	Tubhier	59
Emerson	65	V y P Consultores	42 y 115
Exterran Argentina	15	VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos	87
Foro IAPG	116	Wärtsila Argentina	35
Giga	115	Waukesha	41
IBC- International Bonded Couriers	103	Wenlen	29
Ingenieria Ronza/Fainser (UTE)	69	WGC	117
IPH	12	WPC	71
Kamet	27	YPF	7
Key Energy	57		
Lineal Soluciones	50	<b>Suplemento estadístico</b>	
Marshall Moffat	21	Industrias Epta	Contratapa
Martelli Abogados	18	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Medanito	38	Kimberly-Clark Professional	Retiro de contratapa



CONSTRUIMOS FUTURO

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



# Una planta industrial se construye en meses...



## ...para producir durante décadas.

# Nuestros clientes lo saben cuando nos eligen.

### Ingeniería y Construcciones para el Mercado Global de la Energía.

- Más de 90 plantas construidas y actualmente en operación.
- Garantías de proceso.
- Diseños con foco en la seguridad operativa.
- Altos índices de productividad y disponibilidad.
- Facilidades para operación y mantenimiento.



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

Petróleo y Gas ■ Refinación ■ Petroquímica ■ Generación Eléctrica ■ Nuclear ■ Biocombustibles ■ Minería  
Ingeniería y Consultoría ■ Plantas Llave en Mano (EPC) ■ Plantas Modulares ■ Automatización y Control ■ Operación y Mantenimiento