abril 2017

PETROTECNIA

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | ISSN 0031-6598 - AÑO LVIII - ABRIL 2017

2 | 17

CUMPLIMOS 60 AÑOS

60

El futuro del transporte y el tratamiento del gas

Media sponsor de:

istanbul 2017 CONGRESS

09 - 13 July **2017**

AAOG

PERFORACIÓN

3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas

arpel

Petrotecnia Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.** • Año LVIII N° 2



Somos la primera productora privada de hidrocarburos del país.

Con el esfuerzo y el ingenio de nuestra gente, producimos el **16% del gas** y el **19% del petróleo** de la Argentina.

Para producir. Para crear. Para desarrollar.

La energía nos pone en acción.

potenciar el desarrollo

Pan American ENERGY

Conocenos





En este segundo número del año de nuestro 60 aniversario ponemos la mirada en el transporte y el tratamiento del gas.

En efecto, mientras el sistema tarifario indica un regreso a la normalidad, se restablecerá eventualmente el negocio y aumentará el servicio que se necesita, tanto en calidad como en cantidad, para acompañar la creciente demanda.

Es por ello que nos detenemos en los alcances del desarrollo del *downstream* de gas ante un esperado aumento de la producción, apuntamos a conocer el pensamiento de las transportadoras y hacemos foco en los gasoductos virtuales como una respuesta de la ciencia y la tecnología ante la necesidad del transporte de gas.

También estudiamos las características básicas del consumo de gas y electricidad en el sector residencial, resaltando la distribución del consumo entre sus distintos usos y su evolución temporal en las últimas décadas, en comparación además con el consumo eléctrico.

Este número de *Petrotecnia* está dedicado a las innovaciones tecnológicas, como un cibersimulador. También encontrarán trabajos seleccionados en el último congreso de Producción y Desarrollo de Reservas (octubre de 2016) con el fin de profundizar en los estudios de la Formación Quintuco, la simulación numérica y las instalaciones de pozos de gas.

Asimismo, les mostramos el exitoso almuerzo que, con motivo de la visita a Houston del presidente Mauricio Macri, realizamos como anfitriones. En él participaron importantes miembros del Gobierno nacional, así como los máximos empresarios del sector de los hidrocarburos, como gesto de confianza en el futuro de nuestra industria.

Y mientras nos preparamos para la Expo AOG 2017, que llevaremos a cabo en septiembre próximo, junto con el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, trabajamos en un nuevo número sobre un área crucial, que las empresas afrontan cada vez con mayor profundidad: la sustentabilidad y la relación con las comunidades.

De eso se tratará nuestro próximo número.

¡Los esperamos!

Ernesto A. López Anadón

Sumario



Tema de tapa

El futuro del transporte y el tratamiento del gas

Estadísticas

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

Tema de tapa



10 **El futuro del transporte y el tratamiento del gas**
Por *Ing. Carlos Casares* e *Ing. Eduardo Fernández* (Comisión de Publicaciones del IAPG)
Para el Ing. Eduardo Fernández (Presidente de la Comisión del Publicaciones del IAPG) e Ing. Carlos Casares (miembro de la Comisión) se abre una expectativa ante lo que está sucediendo en el mercado del gas, y en su transporte y tratamiento, a partir de la normalización de tarifas.



16 **El futuro de la distribución y el transporte de gas, por sus protagonistas**
Por *Redacción de Petrotecnia*
Desde la óptica de las empresas transportadoras y distribuidoras, el fin del congelamiento de tarifas es auspicioso, y esperan las necesarias inversiones, los adelantos tecnológicos, las soluciones de infraestructura y el efectivo cumplimiento del marco regulatorio.



20 **Para superar el alcance de los gasoductos convencionales: el gasoducto es virtual**
Por *Ing. Julio Rodríguez* (Galileo)
Ante el crecimiento de la demanda, la infraestructura de distribución de gas natural tiene la posibilidad de expandirse con soluciones alternativas.



34 **El desafío del *downstream* del gas en la Argentina**
Por *Grupo de Trabajo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG.*
En este informe se proyecta un escenario posible sobre cómo debería ampliarse a gran escala la infraestructura de transporte y distribución de gas en la Argentina durante los próximos 20 años. Ante el esperado desarrollo de los recursos de *shale gas* de la región, al menos cinco millones de hogares se sumarían a la red.





50 **Gas *versus* electricidad: uso de la energía en el sector residencial**
Por *Maylen Gastiarena, Analía Fazzini, Rodrigo Prieto (Enargas) y Salvador Gil (Enargas y Unsam).*
En este trabajo se estudian las características básicas del consumo de gas y electricidad en el sector residencia; en particular, cómo se distribuye el consumo residencial de gas en sus distintos usos y su evolución temporal en los últimos 24 años. También se comparan los consumos residenciales a gas y eléctricos entre sí y su distribución en los distintos usos domésticos.



Nota técnica

62 **La creación de una cultura para operar**
Por *la Comisión de Innovación de Pan American Energy*
El entrenamiento basado en simulación acelera el proceso de aprendizaje y la transferencia del conocimiento. El caso de Pan American Energy y la incorporación de un cybersimulador.



66 **Caracterización geológica y puesta en valor de la Fm. Quintuco. Incremento de reservas y producción adicional al Proyecto Vaca Muerta, en Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina**
Por *Ana Marlats, Mauricio Vizioli, Franco Vittore y Diego Licitra (YPF S.A.)*
Con la premisa de desarrollar e incorporar nuevas reservas, sumar producción adicional al proyecto y maximizar la rentabilidad de pozos ejecutados en Loma Campana (Fm. Vaca Muerta), mediante una caracterización integral de subsuelo se identificaron y ejecutaron con éxito reparaciones en pozos que se encuentran en producción por *casing*.



76 **Evolución y mejoras en instalaciones de producción en pozos gas del D-1**
Por *Carlos De la Fuente, Miguel Ángel Muñoz, Sebastián Cárdenas, Santiago Mendes Carolino, Guillermo Sebastián Sosa y Walter Eduardo Díaz (PanAmerican Energy)*
Este trabajo comparte las experiencias desarrolladas con el objetivo de perforar pozos de gas en Yacimiento Cerro Dragón inviables con los sistemas tradicionales. La solución técnica fue una instalación similar a la utilizada en pozos inyectores denominada Auto Gas *Lift*.

Congresos

90 **Congresos y Jornadas**
2017 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

94 **Novedades de la industria**

106 **Novedades del IAPG**

112 **Novedades desde Houston**

114 **Índice de anunciantes**

Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

facebook.com/IAPGinfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGinfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*
Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*
Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones: *Mirta Gómez y Romina Schommer*
Departamento Comercial: *Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi*
publicidad@petrotecnia.com.ar
Estadísticas: *Roberto López*

Corrector técnico. *Enrique Kreibohm*

Comisión de Publicaciones
Presidente: *Eduardo Fernández*
Miembros: *Jorge Albano, Jorge M. Buciak, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco*

Diseño, diagramación y producción gráfica integral
Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

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

Año LVIII Nº 2, abril de 2017
ISSN 0031-6598
Tirada de esta edición: 3.300 ejemplares

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.
Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.
Foto de tapa: Gentileza *Alfredo Bianchini*

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual Nº 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)
Argentina: Precio anual - 6 números: $ 1250
Exterior: Precio anual - 6 números: US$ 95
Enviar cheque a la orden del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Informes: *suscripcion@petrotecnia.com.ar*

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

Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2016-2018

CARGO	EMPRESA	Titular	Alterno
Presidente	Socio Personal	Ing. Ernesto López Anadón	
Vicepresidente 1°	YPF S.A.	Sr. Ricardo Darré	Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas	PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)	Ing. Rodolfo Eduardo Berisso	Ing. Fernando José Villarreal
Vicepresidente Downstream Petróleo	SHELL C.A.P.S.A.	Lic. Teófilo Lacroze	Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Vicepresidente Downstream Gas	TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)	Ing. Daniel Alejandro Ridelener	Ing. José Alberto Montaldo
Vicepresidente Servicios y Equipamiento	SIDERCA S.A.I.C.	Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez	Sr. Diego Schabes
Secretario	METROGAS S.A.	Lic. Marcelo Núñez	Ing. María Laura Carcagno
Pro-Secretario	PAMPA ENERGÍA S.A	Ing. Horacio Turri	Sra. María Inés Sainz
Tesorero	CHEVRON ARGENTINA S.R.L	Sr. Dante M. Ramos	Ing. Guillermo M. Rocchetti
Pro-Tesorero	TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)	Cdor. Javier Gremes Cordero	Cdor. Rubén de Muria
Vocales Titulares	TOTAL AUSTRAL S.A.	Sr. Jean Marc Hosanski	Sr. José Luis Fachal
			Dra. Gabriela Roselló
	TECPETROL S.A.	Cdor. Gabriel Alfredo Sánchez	Sr. Pablo Carlos Ledesma
	PLUSPETROL S.A.	Sr. Germán Patricio Macchi	Dr. Luis Patricio Salado
	CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)	Ing. Sergio Mario Raballo	Ing. Jorge M. Buciak
	GAS NATURAL FENOSA	Ing. Horacio Carlos Cristiani	Ing. Martín Yáñez
	SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	Lic. José Antonio Esteves (hijo)	Cont. Ricardo Armando Rodriguez
	EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	Ing. Daniel Aníbal De Nigris	Sr. Damián Ciaccia
	WINTERSHALL ENERGIA S.A.	Cdor. Gustavo Albrecht	
	COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)	Lic. Pablo Alejandro Chebli	Ing. Carlos Gargiulo
	AXION ENERGY ARGENTINA S.A.	Ing. Luis Edgardo Fredes	Ing. Daniel A. Santamarina
	MEDANITO S.A.	Ing. Margarita Esterman	Ing. Diego Grimaldi
	SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.	Ing. Walter A. Actis	Ing. Jorge Meaggia
	BOLLAND y CIA. S.A.	Ing. Adolfo Sánchez Zinny	Ing. Ignacio Javier Neme
	HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.	Ing. Fernando Rearte	Ing. Hernán Stockman
	PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A.	Ing. Marcelo Gerardo Gómez	Ing. Diego Martínez
	DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina	Ing. Mario Lanza	
Vocales Suplentes	MAGDALENA ENERGY ARGENTINA S.R.L.	Sr. José David Peñafiel	Sra. Verónica Beatriz Canalez
	CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	Ing. Juan José Mitjans	Sr. Rodrigo Espinosa
	REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)	Ing. Fernando Caratti	Ing. Adrián Marcelo Burtnik
	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)	Ing. Miguel Angel Torilo	Geól. Mariano González Rithaud
	ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	Ing. Martín Cittadini	Sr. Iván Hansen
	LITORAL GAS S.A.	Ing. Ricardo Alberto Fraga	Ing. José María González
Revisores Cuentas Titulares	A- EVANGELISTA S.A. (AESA)	Ing. Martín Emilio Guardiola	
	BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L. (Bs As)	Ing. Mariano Gargiulo	
	SOCIO PERSONAL	Ing. Carlos Alberto Vallejos	
Revisores Cuentas Suplentes	PALMERO SAN LUIS S.A.	Sr. Marcelo Horacio Luna	
	CESVI ARGENTINA S.A.	Ing. Gustavo Eduardo Brambati	



1500 ESTACIONES

En cada viaje y en cualquier lugar del país te esperamos en nuestras estaciones. Disfrutá del servicio que sólo la red más grande del país te puede brindar.

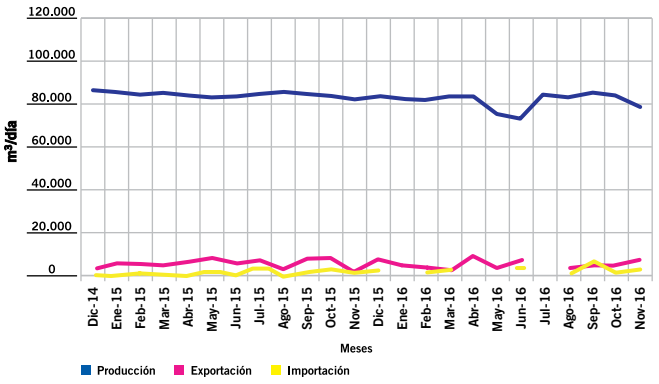
ypf.com.ar

YPF

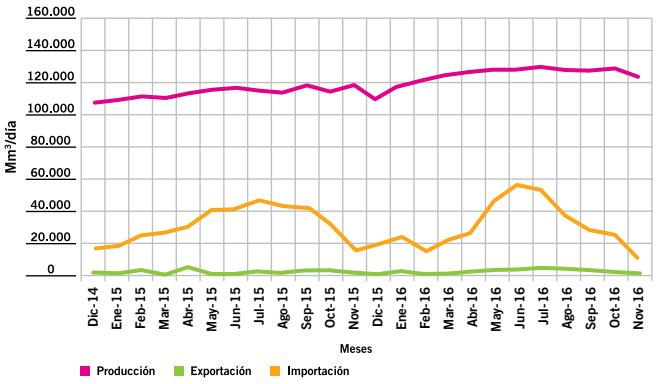
LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

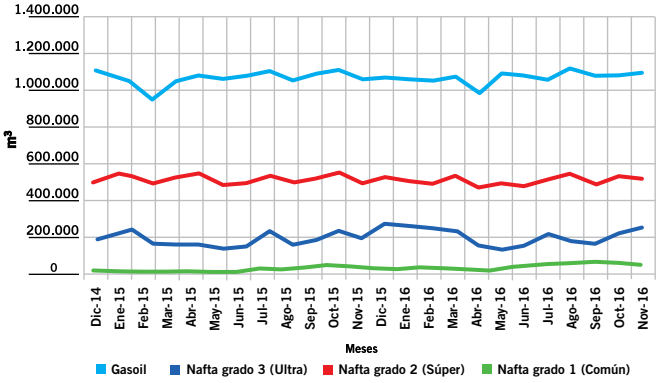
Producción de petróleo *vs.* importación y exportación



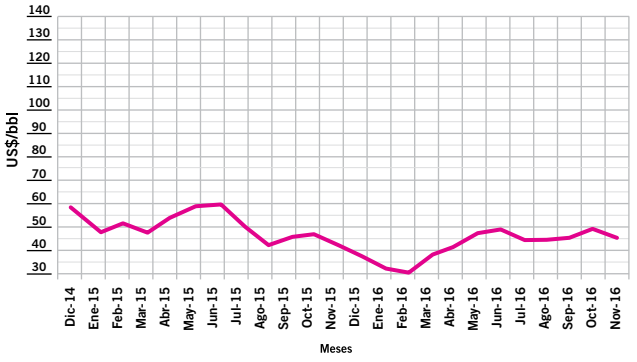
Producción de gas natural *vs.* importación y exportación



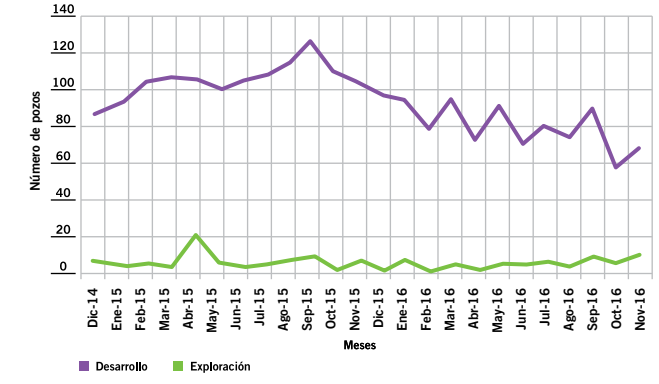
Ventas de los principales productos



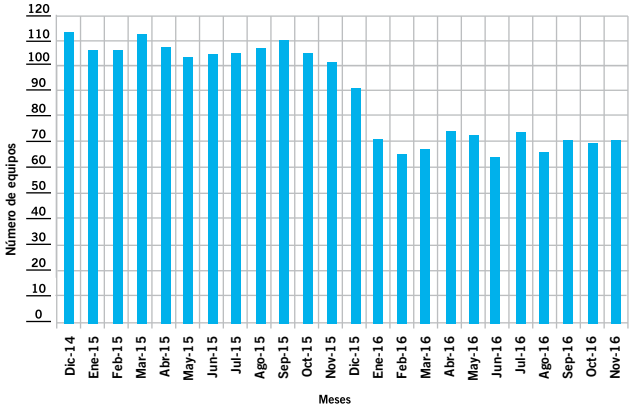
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación




#MakeThingsBetter
total.com.ar
COMPROMETIDOS CON
EL GAS NATURAL
Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono
de la matriz energética global
TOTAL
COMMITTED TO BETTER ENERGY
COMMITTED TO BETTER ENERGY = Comprometidos con una mejor energía

El futuro del **transporte** y el **tratamiento del gas**



Por ***Ing. Carlos Casares e Ing. Eduardo Fernández***

Luego de un largo período de congelamiento de tarifas de transporte de gas, el sistema muestra síntomas de empezar a ordenarse e intentar una vuelta a la normalidad. En la medida en que esto ocurra habrá posibilidades de que se retorne al esquema económico y regulatorio que funcionó durante los diez años anteriores a la crisis de 2002. Ese esquema permitía que, en un modelo regulado, los que necesitaban contratar transporte para movilizar gas desde los puntos de producción hasta los centros de consumo, pudieran negociar y contratar el servicio con quienes estaban en condiciones de prestarlo.



Para el Ing. Eduardo Fernández (Presidente de la Comisión del Publicaciones del IAPG) e Ing. Carlos Casares (miembro de la Comisión) se abre una expectativa ante lo que está sucediendo en el mercado del gas, y en su transporte y tratamiento, a partir de la normalización de tarifas.

en la Argentina

El período 2002 hasta la actualidad se caracterizó, fundamentalmente, por congelar las tarifas de este y otros servicios. Mientras los otros costos se incrementaban, las empresas con licencias de transporte tuvieron una disminución en los márgenes que provocó graves limitaciones en la operación y el servicio, que incluyó el estancamiento en el crecimiento necesario para abastecer una demanda cada vez más necesitada.

Esta historia la conocemos todos, pero la mirada proyectiva –basada en las expectativas de que el esquema tarifario se reconstruya paulatinamente– prevé el restablecimiento de un negocio que presta el servicio necesario en calidad y cantidad y que crece a una velocidad acorde a las necesidades de la demanda.

Ante esta expectativa surgen varias preguntas que será necesario responder a medida que se avance en el desarrollo de todos los sectores de la industria del gas natural en su deseado derrotero hacia la normalidad.

En primer lugar, la infraestructura, que históricamente se desarrolló de acuerdo con las necesidades del mercado, ¿será la adecuada para las condiciones de los mercados que vienen?



Esta pregunta resulta lógica en esta situación porque si la infraestructura hubiera crecido progresivamente, el sistema habría evolucionado de acuerdo con las necesidades de cada momento. Pero ahora la red, con su histórica geometría, deberá recomponerse de pronto y sin etapas intermedias dentro de un escenario que cambió drásticamente.

Las necesidades que requiere el mercado están relacionadas, por ejemplo, con la ubicación del nuevo parque de generación térmica que está en proyecto, con los centros de producción, con las producciones –si serán o no convencionales–, porque probablemente las demandas de capacidad de transporte sean diferentes según el caso. También están relacionadas con las necesidades en el mediano y largo plazo de importación y de exportación de gas, lo cual depende de si la Argentina continúa con la necesidad de compensar el desequilibrio oferta-demanda y de resolver el dilema de gran variación de consumo que existe entre el invierno y el verano y los plazos; o si se transforma definitivamente en un exportador neto de gas.

El desarrollo tecnológico es otro de los factores que puede contribuir con la definición de la nueva topología de la red de transporte y distribución del suministro de gas. Qué participación tendrán en este nuevo contexto los gasoductos virtuales, basados en tecnologías que promueven productos, como LNG e incluso el GNC, los posibles desarrollos de almacenajes subterráneos, las terminales de regasificación de LNG y por qué no de licuefacción de gas









Nuestra gente se enriquece con sus desafíos técnicos.

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

Para más información visite
slb.com

Schlumberger



y la producción de líquidos (gasoil) a partir del gas natural (GTL) como posibles complementos de las líneas de transmisión soterradas.

Este número de *Petrotecnia* está dedicado a mostrar un panorama de lo que sucede actualmente en los distintos segmentos del mercado, las perspectivas económicas, las expectativas sobre los ajustes del marco normativo que regula los segmentos de la industria del gas y los avances tecnológicos que están desarrollando los diferentes agentes que convergen en este mercado.

Los especialistas en cada tema permitirán armar el rompecabezas del escenario de los próximos años.









Halliburton y Sea White S.A. se aliaron para inaugurar la Planta de Procesamiento de Baritina más grande y avanzada de la Argentina

A finales de abril, ambas compañías se unieron para inaugurar la planta de última generación que procesará y distribuirá baritina, un mineral utilizado como agente densificador en fluidos de perforación por la industria del petróleo y gas, y otros minerales. Es una inversión de 18 millones de dólares que representa oportunidades de empleo para trabajadores locales y consolida el liderazgo en capacidad de producción, tecnología, seguridad y eficiencia de ambas compañías en el Hemisferio Sur.

Continuemos obteniendo resultados. Juntos.

halliburton.com

© 2017 Halliburton. All Rights Reserved.

HALLIBURTON



Desde la óptica de las empresas transportadoras y distribuidoras, el fin del congelamiento de tarifas es auspicioso, y esperan las necesarias inversiones, los adelantos tecnológicos, las soluciones de infraestructura y el efectivo cumplimiento del marco regulatorio.

El futuro de la distribución y el transporte de gas, **por sus protagonistas**

Por ***Redacción de Petrotecnia***

Daniel Ridelener

"Hay que recontractualizar las relaciones en la industria"

Gerente general de Transportadora del Gas del Norte (TGN), que distribuye gas en el centro y Norte de la Argentina, incluida la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; así como el centro y norte de Chile, oeste de Uruguay y sur de Brasil.

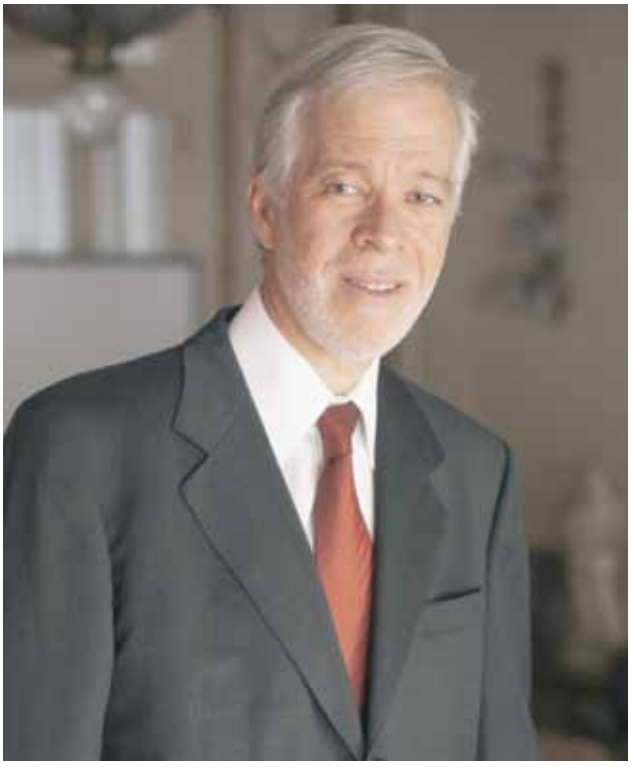
1. Luego de un largo período de congelamiento de las tarifas de transporte de gas ¿cómo debería rearmarse el esquema económico y regulatorio que sirva a las empresas transportadoras para proveer un servicio mejor o más normalizado?

El primer paso acaba de darse con la revisión integral de las tarifas de transporte y la distribución (RTI). Fueron muchos años de congelamiento tarifario en un contexto de alta inflación y, por esa razón, apoyamos la decisión del gobierno de hacer una actualización en etapas tanto de las tarifas reguladas como del precio del gas.

Empieza ahora un período de recuperación de los balances de estas compañías que llegaron muy golpeadas a esta instancia y empieza también un quinquenio de mucha inversión producto de los compromisos que las empresas tomaron en este proceso de RTI. En nuestro caso el plan de proyectos llega a los USD 500.000.000 para los próximos 5 años.

2. ¿Qué regulaciones nuevas se necesitarán?

El déficit acumulado de inversión en nuevas redes de distribución y la expansión de los gasoductos troncales seguramente van a requerir pensar mecanismos que permitan facilitar su realización. En esta línea, es tiempo de pensar en re-contractualizar las relaciones en la industria. Probablemente, haya que hacerlo de a poco, pero es la mejor forma de incentivar la inversión en todos los eslabones de las cadenas gasíferas y eléctricas.



Además, si miramos el mapa regional, vemos que hay una gran cantidad de infraestructura que vincula los sistemas gasíferos de Argentina con Chile, Bolivia, Brasil y Uruguay. El próximo desafío es generar una regulación que facilite que los actores privados muevan gas (y electricidad) de un país a otro haciendo más eficiente su consumo.

3. En términos de infraestructura, ¿qué se necesitará?

Facilitar que el gas de Vaca Muerta (VM) llegue a los consumidores. Para eso, el primer paso es construir infraestructura de captación y tratamiento en la cuenca neuquina. Luego, seguramente vendrán nuevas expansiones de los sistemas de transporte desde esta cuenca. En mi opinión VM,

presenta una oportunidad única para aprovechar los enormes recursos de gas natural que hoy tiene el país. Planificar y desarrollar un proyecto industrial y exportador con eje en VM es un desafío que no debemos soslayar.

4. ¿Con qué tecnología quisieran contar en el futuro?

Creo que, por un lado, hay que imaginar el mercado potencial del gas, y por otro, las características productivas y económicas del gas no convencional. En ese escenario, veo razonable que el país cuente con almacenamiento subterráneo de gas: cuanto más cerca del mercado de Buenos Aires, mejor.

No estoy convencido de la conveniencia de una tercera regasificadora de gas. Creo que con una adecuada contractualización del mercado y facilitando los intercambios de energía con los países vecinos, en dos o tres años el aumento de producción será tal que la tercera terminal no va a ser necesaria. En línea con este razonamiento, y pensando en las necesidades de este par de años, quiero dejar una pregunta: ¿será posible aprovechar la infraestructura de nuestros vecinos y comprar GNL en Brasil, y además, intercambiar ese gas a través de Bolivia para que llegue a la Argentina?

Horacio Cristiani

"El marco regulatorio es bueno, sólo se necesita asegurar su cumplimiento"

Presidente de Gas Natural Fenosa, distribuidora y comercializadora de gas natural y de productos y servicios vinculados con el gas natural.

1. Luego de un largo período de congelamiento de las tarifas de transporte de gas ¿cómo debería rearmarse el esquema económico y regulatorio que sirva a las empresas transportadoras para proveer un servicio mejor o más normalizado?

Las nuevas tarifas, implementadas a partir del 1 de abril, surgidas de la Revisión Tarifaria Integral constituyen un hito muy importante porque implica volver a la normalidad.

Estamos en un sector regulado, por lo tanto es absolutamente necesario el cumplimiento del marco regulatorio que entre otros cosas, implica para las empresas de transporte y regulación una retribución justa y necesaria a través de las tarifas que se aplican.

Con el nuevo marco tarifario se han comprometido inversiones muy importantes para el quinquenio, tanto en expansión, operación y mantenimiento, lo que redunda en posibilidades de crecimiento y de mejora en calidad del servicio. En definitiva, que mayor cantidad de familias puedan acceder al servicio de gas natural y fundamentalmente aquellas que viven en barrios en los que es difícil el acceso a las infraestructuras.

2. ¿Qué regulaciones nuevas se necesitarán?

El marco regulatorio argentino es bueno, de hecho fue modélico y ejemplo para otros países. Lo único que se necesita es asegurar su cumplimiento. Sin dudas siempre hay



mejoras por impulsar, ya que la industria del gas incorpora continuamente nuevas tecnologías, y la regulación tiene que acompañar e impulsar la adopción de esos cambios tecnológicos.

Por otro lado, la regulación tiene que responder a los nuevos desafíos y a las necesidades de los clientes. En esa línea, la regulación siempre tiene que tender a facilitar que a través de las empresas de transporte y distribución se invierta, se expandan las redes, se brinden facilidades a las familias para que puedan conectarse y que puedan acceder a nuevos servicios relacionados con el gas natural.

3. En términos de infraestructura, ¿qué se necesitará?

Se necesitará hacer mucho, ya que fueron muchos años en los que las transportistas y los distribuidores, por el congelamiento tarifario, tuvieron limitaciones en sus inversiones. Estas se orientaron básicamente a las tareas de mantenimiento y, ahora, además de la seguridad y de mantenimiento, las inversiones se orientarán al crecimiento y a la seguridad del servicio.

4. ¿Con qué tecnología quisieran contar en el futuro?

La industria del gas no está exenta a la adopción de nuevas tecnologías. Estas estarán orientadas a la seguridad de los sistemas, a la mejora de la calidad del servicio, a la mayor interacción con los clientes y, por ende, a la mejora de su satisfacción.

Las inversiones en tecnología y sistemas informáticos vinculadas con la mayor automatización de los sistemas, su medición y su control, en la ejecución de las operaciones con mayor seguridad y rapidez, así como en la mejora de los procesos de lectura, facturación y cobro, ayudarán a dar un salto importante en la actualización y la mejora de todos los procesos.

AESA

La única empresa local y una de las pocas de la región que integra todas las fases de un proyecto desde su conceptualización hasta su operación y mantenimiento, a través de sus 4 unidades de negocio:

INGENIERÍA
Contamos con especialistas en todas las disciplinas para el diseño de plantas, desde la ingeniería básica hasta la de detalle.

FABRICACIÓN
Somos la planta de calderería pesada más importante y mejor equipada del país.

CONSTRUCCIÓN
Especialistas en proyectos de alta complejidad, con equipos propios para la ejecución y logística de los mismos.

SERVICIOS
Somos uno de los principales prestadores de O&M en el rubro del O&G de la Argentina.

aesa.com.ar





Para superar el alcance de los gasoductos convencionales:

el gasoducto es virtual

Por ***Julio Rodríguez*** (Gerente de Marketing de Galileo)

Ante el crecimiento de la demanda, la infraestructura de distribución de gas natural tiene la posibilidad de expandirse con soluciones alternativas.

La empresa Galileo diseñó el concepto de "gasoducto virtual", es decir, un transporte de Gas Natural Comprimido (GNC) por ruta, desde la fuente al consumo (que registró con la marca Gasoducto Virtual, así como el resto de marcas registradas que se nombran en esta nota). Este gasoducto conecta a los consumidores con múltiples fuentes de gas, como una estrategia para superar el alcance de los gasoductos convencionales y proveer energía a las regiones aisladas.

Esta tecnología permite comprimir gas, transportarlo por carretera y entregarlo a la presión y niveles de demanda requeridos, con el beneficio de alcanzar comunidades y emprendimientos remotos de la Argentina, o monetizar fuentes de gas cuyos niveles de producción o dispersión geográfica no justificarían el tendido de gasoductos.

En ese caso, los tráileres del gasoducto virtual conectan los consumidores sin acceso a la infraestructura, con

la última milla de la red de gas, los propios yacimientos o biodigestores. De esta forma, es posible establecer redes de distribución que potencian el alcance de las fuentes de gas en radios de hasta 500 km (310 millas), aprovechando las ventajas de la red vial existente.

La eficiencia que puede alcanzar supera otras alternativas de transporte de gas por carretera, ya que a diferencia de los tradicionales *tube-trailers*, sus tráileres fraccionan la carga de GNC en contenedores de 1000-1500 Nm^3 (280-420 GGE), que pueden ser distribuidos unitariamente.

Esta configuración permite que cada centro de consumo reciba acorde a su demanda diaria de gas y elimina los costos de transportar excedentes innecesarios.

Como beneficios se registran los siguientes:

- **Aporta eficiencia energética** con un suministro a medida.
- **Crea redes de gas abastecidas** cuyos usuarios pueden cubrir un amplio rango de necesidades y además de ahorrar en sus facturas por consumo de combustibles y energía.

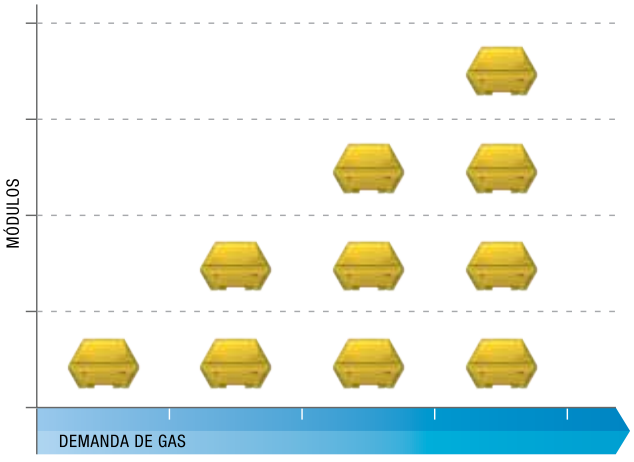


En la estación madre, los MAT cargados con GNC son traspasados desde las plataformas PAC hacia los trailers VST para su transporte.



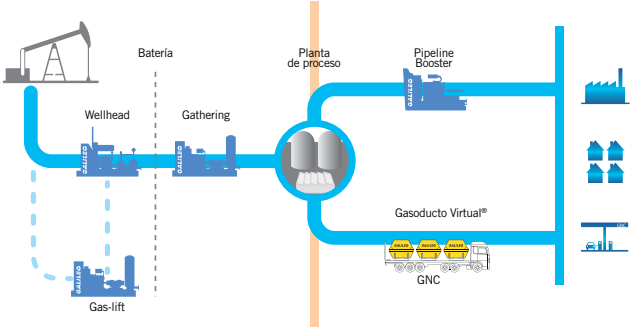
El gasoducto virtual permite un monitoreo continuo del suministro de gas.

- **Brinda un suministro continuo y monitoreado** que replica las mismas condiciones de suministro que una conexión directa a la red pública de gas. Cada vez que el medidor de los contenedores de GNC indica una baja de los niveles de carga, el sistema recibe una orden automática de reabastecimiento.
- **Resulta escalable**, porque la modularidad de cada etapa le permite al sistema incrementar su capacidad al ritmo en que lo hace la demanda, sin aumentar la incidencia de la inversión ni de los costos operativos.



Logística de módulos en función de la demanda.

- **Integra nuevas fuentes de gas al sistema.** En la industria hidrocarburífera existe un número considerable de pozos de gas que no son explotados debido a su localización dispersa en territorios extensos o a su estado de madurez. Esta situación hace económicamente inviable el tendido de gasoductos convencionales y convierte a esos pozos en activos no rentables. El gasoducto virtual permite a los productores de gas natural llegar directamente a los consumidores al comprimir el gas natural directamente en los pozos y transportarlo por carretera. Así, hace rentable la explotación de pozos que se encuentran fuera del sistema.



El gasoducto virtual facilita la explotación de pozos dispersos o maduros.

También, reduce la inversión necesaria en operaciones de *gathering* realizadas bajo esas condiciones. En el caso de los productores agrícolo-ganaderos, el Gasoducto Virtual puede ser utilizado para monetizar la producción de gas de biodigestores.

- **Aporta ahorro y combustible limpio** al reemplazar el consumo de combustibles tradicionales, como gasolina, diésel, fueloil y GLP, entre otros. Se reduce la contaminación y se generan ahorros en el costo de combustible.



Esquema del transporte por carretera mediante el gasoducto virtual.

a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS







INDURA Ultra Soft®

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

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

Sucursales propias en: ARGENTINA VENEZUELA BRAZIL CHILE USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

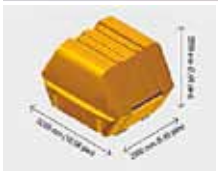
Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.
(011) 4343-0678 - Centro
(011) 5952-0597 - Bahía Blanca
(0299) 15405-4479 - Neuquén
(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia





MATs montados sobre plataformas PAC en la estación madre.



Contenedor MAT utilizado para construir el gasoducto virtual.

3226 mm (10,58 pies)
2560 mm (8,40 pies)
2280 mm (7,48 pies)

		MAT	CRYO-MAT	MAT-B
Cantidad máxima de cilindros por MAT		39	39	28
Tapón fusible por alta temperatura		✓	✓	✓
Corte por exceso de flujo en cada cilindro		✓	✓	✓
Aislamiento superficial de Espuma PU		✗	✗	✓
Presión nominal de carga máxima	bar	250	250	250
	psi	3625	3625	3625
Capacidad hidráulica por cilindro	litros	150	150	150
	galones	40	40	40
Capacidad hidráulica máxima	litros	11700	17550	4200
	galones	3091	4637	1100
Capacidad máxima de almacenamiento de GNC*	Nm^3	1500	2100	1050
	GGE	420	588	294
Conformidad de normas internacionales según necesidad		✓	✓	✓
Conformidad de normas de los cilindros ISO9809-1 ISO9809-2 ASME DOT		✓	✓	✓
Booster. Recomprime el gas automáticamente mientras el VST está circulando o detenido, garantizando un banco de alta presión permanente.		✗	✗	✓
Surtidor. Sistema de expendio con medición másica para medir la cantidad de gas entregado. Memoria electrónica para el registro de todas las operaciones en el sistema de facturación de la compañía distribuidora.		✗	✗	✓

* La capacidad de almacenamiento depende de la composición específica del gas almacenado.



400 mm (2 pies)
770 mm (3 pies)
1890 mm (7 pies)

Mini-MAT: ficha técnica

Presión de entrada	250 bar [3625 psi]
Presión de salida (regulada)	20 mbar a 5 bar (fija) [0,3 psi a 72,5 psi]
Máximo caudal regulado	25 Nm^3/h [15,6 scfm]
Capacidad máxima de almacenamiento de GNC*	65 Nm^3 [18 GGE]
Válvula de seguridad por sobrepresión	2 bar [29 psi]
Electroválvula solenoide	110 Volt CA
Sistema de calentamiento eléctrico	70 watt
Conector de gas de entrada	NGV1
Conector de gas de salida	1" NPT

* La capacidad de almacenamiento depende de la composición específica del gas almacenado.

DESDE HACE MÁS DE 15 AÑOS,
REFERENTE EN LA INDUSTRIA DEL GAS Y LA PETROQUÍMICA



MEGA
COMPAÑÍA MEGA S.A.

Compañía Mega es una empresa argentina que opera desde abril del 2001. Tiene como eje principal del negocio agregar valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos en etano, propano, butano y gasolina natural. El etano, constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina, y se utiliza el resto de los componentes líquidos (propano, butano y gasolina natural) para otros mercados.

www.ciamega.com.ar

BUENOS AIRES
San Martín 344, 10° piso
Ciudad Autónoma de Bs. As.
C1004AAH
Tel.: (54-11) 5441-5746/5876
Fax: (54-11) 5441-5731/5872

PLANTA LOMA LA LATA
Ruta Provincial 51, Km. 85
Loma La Lata Q8300XAD
Provincia de Neuquén
Tel.: (54-299) 489-3937/8
Fax: (54-299) 489-3937 int. 1019

PLANTA BAHÍA BLANCA
Av. del Desarrollo Pte. Frondizi s/n
Puerto Galván B8000XAU
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471

SYNAPSIS

Flexibilidad en almacenamiento y transporte de gas

Los contenedores MAT

Los contenedores que se utilizan, denominados MAT, Cryo-MAT y MAT-B, son el corazón del sistema y permiten configurar rangos flexibles de servicio para distintos tipos de destinatarios, ya sea que su demanda esté caracterizada por el volumen de gas, la logística o el lugar de consumo. Sus dispositivos de seguridad cumplen con los más altos estándares mundiales para dispositivos de transporte y almacenamiento de gas natural:

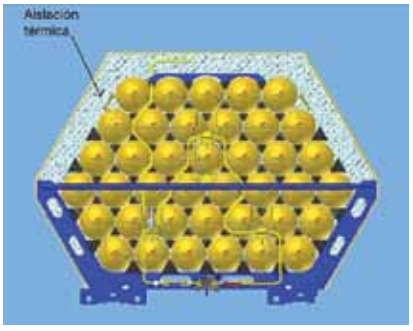
- Sistema de canalización de venteo.
- Cubierta protectora de material incombustible.
- Adecuación a la normativa local vigente.



En la estación madre, los compresores cargan los contenedores MAT para su posterior distribución.



Contenedor MAT-B.



Aislación térmica.

MAT: contenedores que están diseñados para consumos bajos o moderados. Su capacidad permite almacenar 1500 Nm^3 (420 GGE) de GNC a una presión de 250 bar (3625 psi) a temperatura ambiente.

Cryo-MAT: contenedores para consumos moderados a altos. Su capacidad de almacenamiento supera a la versión MAT en un 40% gracias a su revestimiento de aislación térmica, pueden almacenar 2100 m3 (588 GGE) de GNC a -20 °C (-4 °F) y a una presión de 250 bar. Esta característica se traduce en un plus de eficiencia: menor número de fletes y menores costos derivados de la logística. Su uso complementa las prestaciones del sistema de enfriamiento criogénico ColdBox, desarrollado para incrementar la relación de compresión y el volumen de gas despachado en la carga de GNC.

MAT-B: especial para pequeños consumidores. Ofrecen el mayor espectro de flexibilidad de la tecnología MAT, están equipados con *booster* de recompresión y surtidor, permiten distribuir GNC a granel y abastecer flotas en sus dársenas de carga, para que cada día comience con el tanque lleno. Estas prestaciones se combinan con capacidades de transporte crecientes cuando una unidad MAT-B es acompañada de uno, dos o tres MATs.



En la estación madre los contenedores MAT son cargados con GNC desde el compresor para su posterior distribución.

¿Cómo funciona el Gasoducto Virtual?

El método de funcionamiento es conectar los consumidores con múltiples fuentes de gas, superando así el alcance de los gasoductos convencionales y proveyendo energía en regiones aisladas.

Fuentes

- Biogás
- Yacimientos de gas
  - *Wellhead*
  - *Gas-lift*
  - *Gathering*
  - Reducción del *flaring*
- Gasoductos (*Pipeline Booster*)
- Secador

De la compresión a la distribución

1. En la estación madre, paquetes de compresión de GNC, conectados a la fuente de gas natural, comprimen el fluido a una presión de 250 bar (3625 psi). En caso de ser necesario, un secador elimina el vapor de agua contenido en el gas natural que ingresa al sistema.
Cuando se trata de fuentes de biogás, los paquetes de compresión permiten depurar hasta 500 m3/h de todos los elementos corrosivos (H_2O, H_2S, y CO_2, entre otros) y proveer Bio-GNC de alta calidad.

ULTRA LIVIANOS

CUERO 100% NATURAL

D E H I CI

PUNTERA DE ALUMINIO 40% MAS LIVIANA



UNA NUEVA PERSPECTIVA DE LAS COSAS.

NUEVO MODELO CITY

LA CIUDAD ESTÁ CAMBIANDO.

FUNCIONAL

CALZADO DE SEGURIDAD

FUNCIONAL

WWW.FUNCIONALWEB.COM



Funcionamiento de la estación madre.

2. El GNC es enviado desde los paquetes de compresión a las plataformas que sirven de soporte fijo y fuente de carga de los contenedores modulares MAT.

3. Los MAT son transportados por carretera sobre tráileres VST y distribuidos en las estaciones hijas localizadas en los distintos centros de consumo. Los VST presentan configuraciones de transporte para 2, 3 o 4 MATs. Sus mecanismos de anclaje garantizan que el recorrido se realice en forma segura y a la velocidad promedio de cualquier flete.

Un tráiler equipado con un MAT-B puede funcionar como una estación móvil de GNC, y abastecer flotas en sus propios centros logísticos.

4. Una vez en el centro de consumo, los mecanismos hidráulicos de anclaje del tráiler depositan los MAT llenos sobre una plataforma de descarga, y simultáneamente, retiran los vacíos.

La operación de intercambio y conexión toma menos de 7 minutos por MAT y es realizada con la sola asistencia del conductor del camión, quien inmediatamente continúa su ruta hacia la próxima estación hija.

5. Los contenedores se depositan sobre la plataforma, y luego son conectados a ella para que el GNC sea transferido a una planta reguladora de presión, cuya función es proveer gas natural en los rangos de presión de salida y caudal requeridos por los usuarios finales.

6. Finalmente, el gas es distribuido a través de una red de tuberías y así en los hogares se pueden reemplazar las garrafas de gas por una simple llave de paso. También para que las operaciones en el *upstream*, las industrias, las usinas eléctricas y los centros turísticos reemplacen el consumo de combustibles contaminantes y costosos por gas natural.

Cada vez que el medidor de los MATs indica una baja de los niveles de carga, el sistema recibe una orden automática de reabastecimiento.

Además, el gasoducto virtual permite la instalación de estaciones de GNC aún sin conexión a la red pública de gas. En ese caso, la estación hija suma un sistema de recompresión que, en conexión con los surtidores EMB, acelera los tiempos de carga de los vehículos.

7. El tráiler regresa a la estación madre a reemplazar los MATs vacíos por otros cargados.

8. Cuando llegan a la estación madre, los tráileres intercambian los MAT traídos desde los centros de consumo por los que acaban de cargarse y están depositados sobre las plataformas. Los contenedores se deslizan suavemente de una plataforma a otra gracias a los mecanismos de anclaje controlados por el conductor del camión de remolque.


Trailer transportador de los MAT.


Atiende la demanda de pequeños contenedores.

Mini-MAT: son módulos ultracompactos de almacenamiento fijo que se instalan en el punto de consumo para complementar las prestaciones de distribución de gas a granel de los MAT-B en ciclos de reabastecimiento semanal. Cuentan con capacidad para ser acoplados directamente al MAT-B, almacenar hasta 65 Nm3 (18 GGE) de GNC a una presión de 250 bar (3625 psi) y suministrar gas en las condiciones adecuadas para su consumo. Así, el Mini-MAT concentra en una única unidad todas las prestaciones de los equipos que conforman una estación hija, minimizando la inversión y brindando una respuesta adaptada a las demandas de pequeños consumidores.

Tráileres (VST)

El transporte de los contenedores MAT se realiza sobre tráileres especiales, denominados VST. En sus multiples versiones, los VST cuentan con un sistema hidráulico que facilita el intercambio unitario de los MATs, para así responder adecuadamente a diferentes niveles de consumo.

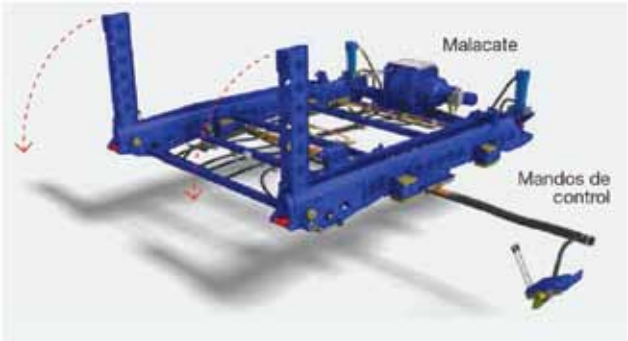
En el caso de consumos muy elevados, las versiones "VST-F" están dotadas de columnas de carga y descarga para una conexión directa en cada estación. Esta característica permite reemplazar el tráiler completo en lugar de hacerlo por MAT.

Siguiendo el principio de mantener al mínimo la fuerza de trabajo del sistema, todas las operaciones de conexión y/o intercambio de MATs o tráileres sólo requieren la asistencia del conductor del camión de remolque.

Para la distribución a granel de GNC, un MAT-B, equipado con *booster* y surtidor, ocupa la primera posición del tráiler, convirtiéndolo en una estación de GNC móvil.

El caso búlgaro

El uso del gasoducto virtual se puede ejemplificar con un caso de la provincia de Plovdiv, Bulgaria. Allí, donde residen más de 100.000 habitantes, la tecnología de ga-



Malacate.



Intercambio de tráileres.

soducto virtual, permite la gasificación en 13 municipios. Entre los centros de actividad económica favorecidos, se destacan el principal resort de esquí del país y una de las mayores fábricas mundiales de artículos para deportes de invierno.Se trata del mayor proyecto europeo de distribución de gas por fuera de las redes convencionales de gasoductos.

En el área conformada por las comunidades beneficiadas, el tendido de gasoductos convencionales resultaba inviable, debido a la falta de grandes centros de consumo que permitiesen recuperar la inversión. En este tipo de escenarios, el gasoducto virtual resuelve el problema, prolongando el alcance de la fuente de gas a través de la red vial existente.

La estación madre de Gasoducto Virtual en Graf Ignatievo tiene tres compresores de GNC Microbox conectados a la red que abastece a esta ciudad, reducen el volumen del gas natural mediante una presión de 250 bares [3.625 libras por pulgada cuadrada (psi)] y aportan 150.000 metros cúbicos normales diarios (Nm^3/d) [48.100 galones de gasolina equivalentes diarios (GGE/d)] de Gas Natural Comprimido (GNC).

Una vez convertido en GNC, el fluido es enviado desde los compresores a los contenedores modulares MAT™, donde es almacenado para su distribución.

Al llegar a cada estación hija, los *trailers* deslizan los MATs llenos sobre las plataformas de descarga y retiran los MATs vacíos y el camión continúa su ruta hacia la próxima estación hija.

El sistema tiene la capacidad de adaptarse a la demanda de cada estación hija mediante la conexión de los MAT a Estaciones Reguladoras de Presión PRP que proveen gas natural en los rangos de presión de salida y flujo requeridos por los usuarios finales.

En el caso de los centros urbanos, significa que las estaciones hijas regasifican el fluido y lo transfieren a las



Esto se debe a que el posicionamiento exacto del pozo no es el resultado de la capacidad de su sistema rotatorio para empujar la broca (push the bit) o apuntar la broca (point the bit). Sino son resultado de una **direccionabilidad proporcional y continua.**

Los Sistemas Rotatorios AutoTrak™ ajustan las fuerzas de direccionabilidad **cada segundo** para un control suave y preciso. El resultado: Trayectorias **de acuerdo a lo planificado** en los pozos y exposición máxima de la zona productora.

Recientemente, un sistema rotatorio AutoTrak **se mantuvo dentro de una distancia de 1 pie** durante 4,700 pies, entregando el 100% de exposición del reservorio **seis días antes del programa original.**

Logre el posicionamiento exacto de sus pozos, con el **único** RSS que cuenta con direccionabilidad proporcional y continua.

BakerHughes.com/AutoTrak

BAKER HUGHES

© 2017 Baker Hughes Incorporated. All Rights Reserved. 46115 06/2017



Tráileres VST: tabla comparativa.

Número de MATs transportados		VST-2	VST-2-F	VST-3	VST-3-F	CRYO VST-3-F	VST-4	VST-4-F	CRYO VST-4-F	VST-6-F (Bitren)
Dimensiones										
Largo	mm	8500	8500	10250	10250	10250	13800	13800	13800	23000
	pies	28	28	34	34	34	46	46	46	76
Alto	mm	4000	3900	4000	3900	3900	4000	3900	3900	4000
	pies	14	13	14	13	13	14	13	13	14
Ancho	mm	2560	2560	2560	2560	2560	2560	2560	2560	2560
	pies	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Conformidad de normas internacionales según necesidad		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Estructura de acero al carbono		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sistema hidráulico de accionamiento para carga y descarga		✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗
Patas etabilizadoras y niveladoras		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sistema de acople a tractor tipo Kingpin (5ta rueda)		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Accionamiento de bomba hidráulica con toma de fuerza a tractor		✓	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✗	✗

Los tráileres VST son la plataforma móvil del Gasoducto Virtual. Construidos para soportar duros trayectos y la velocidad estándar del transporte pesado, los VST presentan configuraciones específicas para el transporte de dos, tres, cuatro y hasta seis MATs en el caso de la versión bitren. Estas múltiples versiones en capacidad de transporte se complementan con equipamientos adicionales que aseguran la solución justa para cada sistema de distribución de gas.



ATS montados sobre plataformas PAD y conectados a la PRP en la estación fija.



Tráiler VST preparado para la carga de MATs.

redes de tubería soterrada que distribuyen el gas en cada comunidad en rangos de presión de entre 25 a 0,5 micropascales (mPA).De esta forma, los consumidores residenciales han reemplazado el costoso gas envasado en garrafas por una experiencia de consumo doméstico idéntica a la de los hogares de los grandes centros urbanos.

En los centros industriales y turísticos, también en Bulgaria, la disponibilidad de gas natural en la forma de GNC permite reemplazar el consumo de combustibles tradicionales, como gasolina, diésel, fuel-oil y GLP, entre otros.



Rutas de distribución de los MATs.

Con el cambio se reducen los índices de emisiones contaminantes y se generan ahorros en el costo de combustible.

Esto es lo que ocurre en Chepelare, sede de Atomic, empresa fabricante de productos deportivos, como tablas de esquí, esquíes, botas, bastones y tablas de *snowboard* con marca propia y por cuenta de marcas especializadas en deportes de invierno (emplea 800 personas). Y también en el centro de esquí alpino de Pomporovo, que cuenta con una red de distribución de tubería de 22.000 m lineales para cubrir las necesidades de calefacción de sus hoteles y tiendas. O en Pirdov, sede de Aurubis, cuya planta de procesamiento de concentrados de cobre emplea a 820 personas en la producción de ánodos y cátodos de cobre, así como en la de subproductos, como ácido sulfúrico y fayalita.

La conectividad entre ciudades también se ha visto favorecida con el proceso de gasificación derivado de la aplicación del Gasoducto Virtual: en Smolyan, la compañía de transporte de media distancia Rozhen Express ha reemplazado el diésel por el GNC, reduciendo el impacto ambiental de su flota de autobuses.

A través del gasoducto virtual, el suministro de gas es permanente y continuo: cuando el medidor de GNC de los MAT está bajo, las estaciones hijas solicitan automáticamente su recambio. A su vez, cada etapa del circuito es monitoreada durante las 24 horas a través del Sistema

Al servicio de la industria energética.

ENSI









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

EMPRESA NEUQUINA
DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E.
www.ensi.com.ar

Ruta 237 Km. 1278 - Arroyito - Neuquén
C.C. 636 (Q8300) Neuquén - República Argentina
Tel: +54 - 299 - 449 4100



Etapas de la operación.



Distribución de gas a granel.



Compresión en campo.

SCADA para asegurar la disponibilidad de gas.

Actualmente, el gasoducto virtual administrado en Bulgaria cuenta con seis tráileres VST con capacidad para distribuir diariamente 80 MATs, conteniendo 120.000 Nm3 (38.500 GGE) de gas natural, y atender la demanda de 8 estaciones hijas.

GNC a granel para los consumidores pequeños

La respuesta de CNG Maritza también cubre las necesidades de aquellos centros de consumo con una demanda inferior a los 1000 Nm3 (321 GGE) diarios de gas natural. Para servir a estos consumidores, el Gasoducto Virtual opera con una modalidad de distribución de gas a granel, basada en los contenedores MAT-B.

Equipados con *booster* de recompresión y surtidor, los MAT-B funcionan como una estación de GNC móvil que abastece módulos de almacenamiento fijo, denominados Mini-MAT, que cuentan con capacidad para ser acoplados directamente al MAT-B, almacenar hasta 1000 Nm3 (321 GGE) GNC a una presión de 200 bares (2.900 psi) y suministrar gas a una presión de entre 25 mPA a 0,5 mPA a una red doméstica.

De esta manera, los Mini-MAT reúnen en un mismo equipo de mínimas dimensiones las prestaciones de la columna de descarga PAC y la PRP de las estaciones hijas diseñadas para consumos elevados. Bajo esta modalidad se cubren las demandas de gas para calefacción de escuelas públicas en Graf Ignatievo, Stroevo, Manole y Banya.



Gasoducto virtual en un centro turístico.

Financiamiento y distinciones

CNG Maritza introdujo el Gasoducto Virtual en Bulgaria, en 2006, para la gasificación de la ciudad de Karlovo. El proyecto fue apoyado por el Gobierno Búlgaro y rápidamente se extendió a otras ciudades con el financiamiento del Fondo de Asistencia para el Desmantelamiento de los Reactores Nucleares de Kozloduy (KIDSF, por sus siglas en inglés), destinado a modernizar la matriz energética de la región y bajo la administración del Banco de Reconstrucción y Desarrollo Europeo (EBRD, por sus siglas en inglés).

En 2011, la introducción del Gasoducto Virtual y los niveles de satisfacción alcanzados por los usuarios determinaron que CNG Maritza fuera distinguida con la medalla dorada de Feria Internacional de Otoño celebrada en Plovdiv.

Con una perspectiva de largo plazo, CNG Maritza acompañó la construcción de su estación madre de Graf Ignatievo con la de una planta para la fabricación de MATs destinados a incrementar las posibilidades de transporte de gas. Actualmente, esta planta tiene capacidad para fabricar 120 MATs al año. Hacia el futuro, la meta es contar con la capacidad de transporte necesaria para atender a otras regiones de Bulgaria o países europeos interesados en reproducir el éxito de esta experiencia.

En la Argentina, hay experiencias de gasoducto virtual en la provincia de Córdoba, donde en 2003 se gasificaron siete pueblos, beneficiando a más de 5700 hogares que reemplazaron la costosa garrafa por redes de gas locales.

Existen proyectos en el nivel nacional, en los que se aprovecha el gas natural de pozos no conectados en la provincia de Neuquén.



www.pablonegre.com

valmec

Planta Industrial
Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

- 8.000 mts² cubiertos
- Tecnología de última generación
- Procesos y productos certificados

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.





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

NUESTRAS SOLUCIONES

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

ATENCION AL CLIENTE

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

valmec 40 AÑOS
www.valmec.com.ar



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

El abastecimiento de gas natural es una de las cuestiones estratégicas más trascendentes para nuestro país.

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

Sin embargo, para que este gas llegue al usuario final se requiere de importantes inversiones en toda la cadena del *down-stream* asociada a la transmisión, la distribución y su utilización. Este desarrollo es condición *sine que non* para que el país capitalice esta ventaja competitiva.

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

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

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

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

- Un escenario denominado “Convergencia al abastecimiento óptimo”, que considera un incremento paulatino de la producción local hasta lograr el equilibrio económico entre las alternativas de abastecimiento, teniendo en cuenta los niveles de precios verificados entre 2010 y mediados de 2014[1]. En este escenario, el uso de combustibles líquidos y GNL se limita a los picos invernales, y representa menos del 4% de la demanda.

El desafío del *downstream* del gas en la Argentina

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

- Un escenario denominado "Abastecimiento de mínima", que supone un ritmo de desarrollo menor, pero suficiente para abastecer la base de la demanda (nivel estival) y mantener sustancialmente el nivel de importaciones de gas y uso de combustibles (Figura 1).

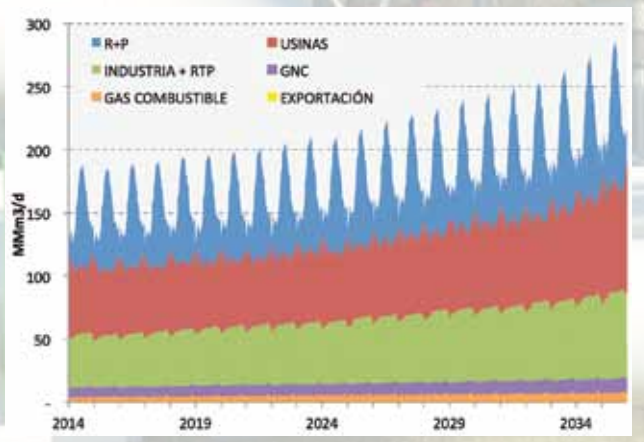


Figura 1. **Demanda promedio semanal por segmento.**

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

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

Se ha considerado una evolución del parque generador de electricidad consistente con las políticas públicas de diversificación y promoción de energías renovables (Figura 2). Se ha considerado el ingreso de la central Atucha II y la construcción de dos nuevas centrales nucleares, así

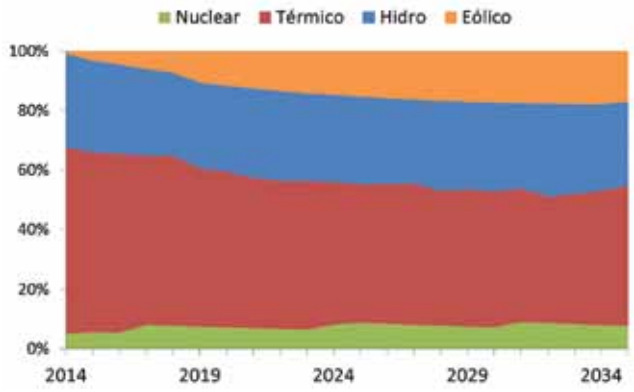


Figura 2. **Generación eléctrica por fuente. Promedio de series climáticas.**

como el ingreso de 9,6 GW de potencia de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que conduce en términos generales al mantenimiento de la participación de dichas fuentes. También se ha considerado la construcción de un importante parque de energías renovables, con la energía eólica como principal exponente, incrementando su participación del 1% al 17% en la energía generada en un escenario climático promedio[3].

Aun bajo estos exigentes supuestos de diversificación y eficiencia de uso, se requiere incrementar el aporte de generación térmica, más de 60% en promedio, que de abastecerse con gas en centrales de alta eficiencia consumirían anualmente unos 11.000 MMm^3 adicionales.

Criterio de abastecimiento óptimo

Por la marcada estacionalidad de la demanda de gas en el mercado argentino, históricamente se ha verificado, que en los picos de demanda, algunos actores interrumpen su consumo o conmutan a combustibles alternativos. Esto es económicamente razonable en la medida que el costo para desarrollar la capacidad de producción de gas y la infraestructura para llevarlo al punto de consumo (inversiones de magnitud en activos sin usos alternativos), para ser usado pocos días al año, resulta más oneroso que consumir combustibles alternativos, de mayor costo variable pero con menores costos fijos.

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

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

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

Para los valores de GNL y gasoil verificados entre 2010 y mediados de 2014, resulta conveniente desarrollar gas

Juntos somos mejores

MWH now part of Stantec

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

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

Visite stantec.com y mwhglobal.com para conocer más.

Tel.: 011 5274 3100 / argentina@mwhglobal.com



Sabemos **controlarlo.**
Podemos **prevenirlo.**



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

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

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

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:
- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP
- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introduccion del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Trainning para optimizar estos recursos.

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

©AB

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

LOCKWOOD
La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

local y transporte para abastecer la demanda hasta reducir el uso de GNL a un promedio de 90 días, y así asegurar un abastecimiento de GNL para que el consumo de gasoil no exceda los 30 días.

En el otro extremo, en un escenario de precios de crudo en torno a 60 USD/bbl y GNL en torno a 9 USD/MMBtu, el desarrollo de infraestructura y gas de producción local es competitivo en precio solo para la demanda de base (más de 250 días al año) y el uso óptimo de gasoil se extiende a unos 45 días promedio.

Escenario de abastecimiento

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

En la figura 3 se puede observar que el consumo óptimo de gasoil se verificaría cuando la demanda supera los valores promedio de invierno, y que el abastecimiento óptimo de gas de cuenca, al fin del período, se ubicaría en torno a los 260 MMm³/día. Dentro de este último valor se incluye la importación desde Bolivia, pues el contrato actual, con cláusulas de *Take or Pay* se extiende hasta 2026, y se considera probable que se extienda el suministro por la magnitud de la infraestructura asociada en ambos países.

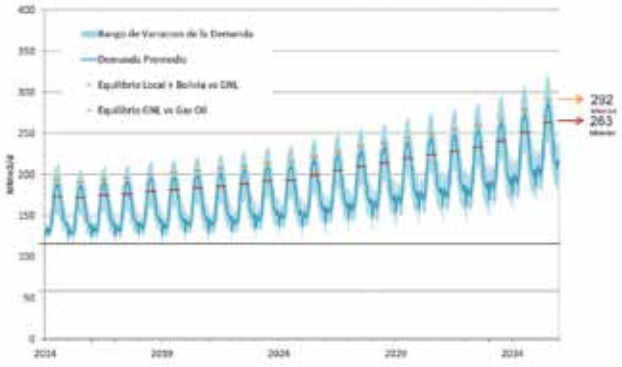


Figura 3. **Niveles de abastecimiento óptimo (a precios 2010-1°s 2014).**

El abastecimiento total de gas a consumidores, incluyendo GNL, alcanzaría valores en torno a 290 MMm³/día, más que duplicando la capacidad de suministro efectivo actual que ronda los 140 MMm³/día.

Cabe destacar que, si la demanda mantuviera la evolución tendencial y no se lograran los supuestos planteado de uso racional y eficiente y la diversificación en la matriz de generación eléctrica, el suministro óptimo se eleva en unos 80 MMm³/día.

Partiendo de la oferta comercial de producción nacional verificada en 2014, algo menor a 100 MMm³/día, se plantea dos escenarios de evolución de oferta. En el escenario denominado Convergencia al abastecimiento



3M Ciencia.
Aplicada a la vida.

Cuando respirar es más fácil, también lo es todo lo demás.

Es un **25%** más fácil respirar con ellos.

Construidos para entornos de trabajo difíciles.

Comodidad durante todo el día.

Los Filtros y Cartuchos 3M™ están diseñados para ayudarlo a sentirse más cómodo en los entornos más severos.

¿Por qué usaría otra cosa?



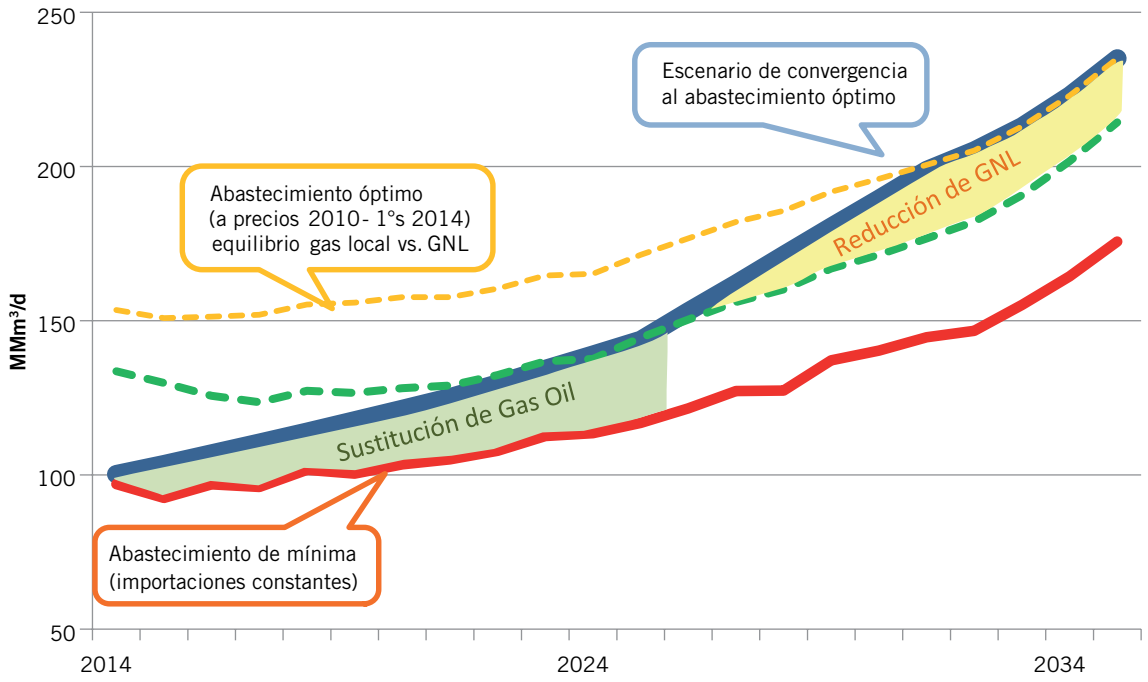


Figura 4. **Evolución de producción nacional en los escenarios de abastecimiento.**

óptimo, para la primera mitad del período de estudio se considera esencialmente el desarrollo de aquellos prospectos de producción caracterizados por los operadores de las distintas áreas en todas las cuencas con una estimación razonable de su potencial. En la segunda mitad, se considera la evolución a un rimo similar, con un incremento de la oferta concentrado en la cuenca neuquina por su cercanía a los centros de consumo y el desarrollo del abundante recurso no convencional, con mantenimiento de los niveles de producción de las cuencas Austral y San Jorge.

De esta forma, se observa que en el escenario de Convergencia al abastecimiento óptimo, la oferta comercial de producción nacional incorpora 135 MMm³/día, de los cuales 2/3 responden al crecimiento de mercado y 1/3 a la reducción del uso de combustibles alternativos y de restricciones al consumo, en la primer etapa, y luego a la reducción de importación de GNL.

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

El uso promedio de cada fuente y la evolución del volumen de gas no suministrado (combustibles alternativos) se muestran en las figuras 4 y 5.

En el escenario de Convergencia al abastecimiento óptimo se observa la evolución de la oferta de las cuencas Austral y San Jorge de un volumen conjunto del orden de 35 MMm³/día hasta 50 MMm³/día, y de la cuenca Neuquina de menos de 60 MMm³/día a valores en torno a 180 MMm³/día, lo que representa un desafío formidable tanto en términos de desarrollo de *up-stream* como de infraestructura de transporte.

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

En el escenario de Abastecimiento de mínima, el desa-

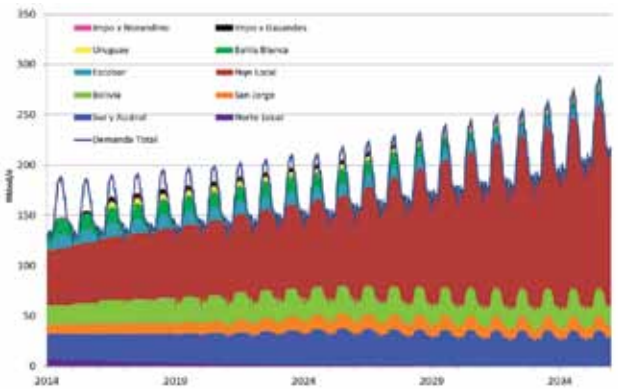


Figura 5. **Abastecimiento - Escenario de convergencia al óptimo.**

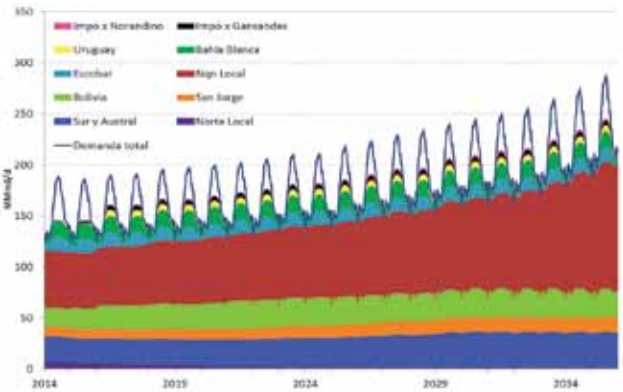


Figura 6. **Abastecimiento - Escenario de mínima.**

Volvimos con energía









Soluciones integrales en el campo de la energía.

Más de 30 operaciones permanentes en Buenos Aires, Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.

www.pecomenergia.com.ar

PECOM
SERVICIOS ENERGIA

rrollo de los prospectos previstos inicialmente se efectúa a un ritmo menor, y la oferta final de cuenca Neuquina se estima en torno a 135 MMm³/día.

En este escenario, el volumen de la demanda abastecido por importaciones y combustibles alternativos se mantiene durante todo el período. Si consideramos las mismas alternativas de importación que en el de Convergencia al abastecimiento óptimo, el uso de combustibles líquidos y/o restricciones (área en blanco bajo la curva de demanda), excede el nivel de equilibrio, lo que indicaría la necesidad de evaluar, ampliar la capacidad de importación de GNL (Figura 6).



Figura 7. **Sistemas troncales de transporte.**

Sistema de transporte

Los Sistemas troncales de transporte, operados por Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, cuentan con un total de 15.923 km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada (Figura 7).

Factor de carga del sistema de transporte

En la figura 8 se muestra el caudal diario promedio mes inyectado a los sistemas de transporte. Se incluye tanto inyecciones de gas local como inyecciones de gas importado, (gas de Bolivia y Gas Natural Licuado en Bahía Blanca y en Escobar). La capacidad total de transporte, considerando la actual, más las obras de expansión en curso es de

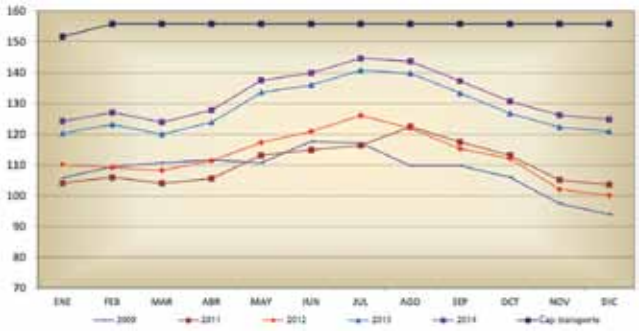


Figura 8. **Inyección sistema TGS+TGN MMm³/d-local + importación.**



Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales

Tecpetrol

www.tecpetrol.com
/tecpetrol
/company/tecpetrol
@tecpetrol





155,8 MMm³/d. El Sistema de transporte cuenta con una capacidad ociosa de 57 MMm³/d para la inyección de gas local, parte de esta capacidad se ocupa con el gas importado desde Bolivia, ya contratado, restando una capacidad libre neta de 39,5 MMm³/d.

La capacidad remanente en el tramo NQN-BB/SJ (Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-San Jerónimo) es de 30 MMstm³/d. La capacidad del Gasoducto Norte se completa con el gas importado desde Bolivia. La capacidad de los Tramos Finales (Bahía Blanca-GBA) se completa con el GNL importado.

El Gasoducto San Martín cuenta con una capacidad remanente de 9,5 MMstm³/d.

Cuellos de botella actuales

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

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

Ampliaciones requeridas

En base a los dos escenarios de evolución de oferta-demanda, se definieron las obras de expansión necesarias con una estimación de inversión asociada y una cronología de habilitación de obras.

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

Escenario óptimo: estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 129 MMstm³/d, en cuatro etapas sucesivas con inicio en los años 2018, 2023, 2027 y 2030, respectivamente. Totalizando la instalación de 8000 km de loop y 1.200.000 HP de potencia (Cuadro 1).

Escenario de mínima: estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 70 MMstm³/d, en tres etapas sucesivas con inicio en los años 2023, 2028 y 2032, respectivamente. Totalizando la instalación de 4300 km de loop y 700.000 HP de potencia (Cuadro 2).

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



Comprometidos con la generación de más energía

Petróleo y gas			
	Exploración y producción	**Midstream** Transporte de petróleo & gas y producción de líquidos de gas natural	**Downstream** Refinería y comercialización, petroquímica
Electricidad			
	Generación	**Transmisión**	**Distribución**

Pampa energía

Energía para Crecer

www.pampaenergia.com

		Gasoducto Sur		Gasoducto Neuquén		Tramos Finales	
	Caudal incremental	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP
Etapa I	11 MMm³/d GNL			400	15.000		
Etapa II	25 MMm³/d	300	80.000	200	20.000	500	70.000
Etapa III	50 MMm³/d	1400	400.000	1200	160.000	1000	120.000
Etapa IV	43 MMm³/d	600	160.000	1400	60.000	900	100.000
Total	**129 MM³/d**	**2300**	**640.000**	**3200**	**255.000**	**2400**	**290.000**

Cuadro 1. **Escenario óptimo.**

		Gasoducto Sur		Gasoducto Neuquén		Tramos Finales	
	Caudal incremental	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP
Etapa I	11MMm³/d GNL			400	15.000		
Etapa II	25MMm³/d	300	80.000	200	20.000	500	70.000
Etapa III	34MMm³/d	1100	320.000	1000	80.000	760	100.000
Total	70MM³/d	1400	400.000	1600	155.000	1260	170.000

Cuadro 2. **Escenario de mínima.**

Los sistemas de distribución

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

La longitud total de la red de distribución a fines de 2013 asciende a 138.200 km, mientras que para la misma fecha la cantidad total de clientes es de 8,19 millones. En las figuras 10 y 11se han representado comparativamente las longitudes de las redes y la cantidad de clientes de cada distribuidora.

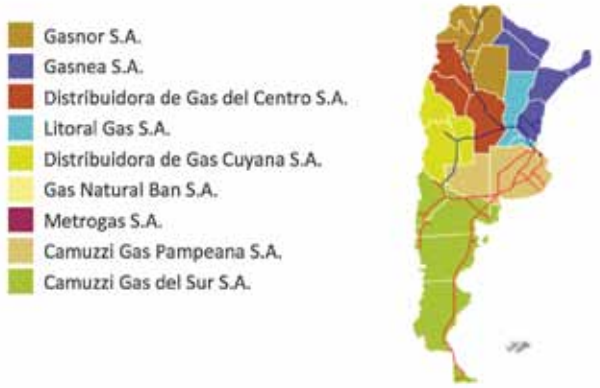


Figura 9. **Áreas cubiertas por las distribuidoras.**





La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

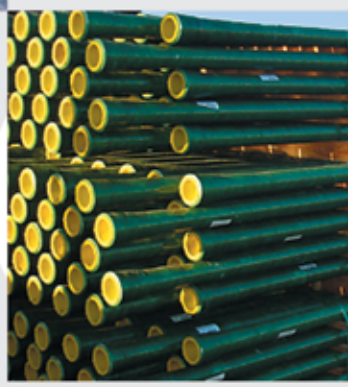


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

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

ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar

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

Cuadro 3. **Número de viviendas para cada distribuidor.**

Ampliación del sistema de distribución

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

Con la información de las proyecciones demográficas de Indec, en primer lugar, se han determinado el número de viviendas entre los años 2025 y 2035, para cada una de las Distribuidoras (Cuadro 3).

Una vez determinado el crecimiento poblacional, con la información suministrada por las distribuidoras se elaboraron diferentes escenarios de aumento de clientes. Entre estos se destacan el Supuesto 1, que considera para 2035 la misma penetración (ratio clientes/viviendas) que en 2013; y el Supuesto 2, que considera una proyección de clientes compatible con el crecimiento de los últimos años. Este último escenario, que determina un aumento de 5,1 millones de clientes en 2035, es el que se considera más probable. Resultará entonces que al 2035 la cantidad de clientes alcanzará la cifra de 13,2 millones de clientes (Cuadro 4).

Distribuidora	Aumento clientes 2035 (R+P)	
	Esc 1	Esc 2
Metrogas	237.274	497.243
Gas Natural Ban	331.037	872.413
Camuzzi Gas Pampeana	272.915	849.259
Litoral Gas	114.448	361.411
Camuzzi Gas del Sur	234.034	390.624
Ecogas (centro)	153.365	925.287
Gas Nea	17.679	771.396
Ecogas (cuyo)	128.762	288.174
Total país	**1.610.667**	**5.111.293**
Incremento respecto 2013	19,3%	62,9%

Cuadro 4. **Escenarios elaborados para el contexto de clientes.** Fuente: Elaboración propia en base a datos de las distribuidoras e INDEC.

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

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

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

Innovación tecnológica y sustentabilidad de las instalaciones internas

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

Entre las innovaciones tecnológicas que deberían incorporarse encontramos los medidores inteligentes, los sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, usos de polietileno para alta presión y telecomando generalizado de válvulas, entre otros.

También es preciso mencionar el empleo de los sistemas de información geográfica y la utilización de aplicación móviles para la gestión en campo.

Un comentario aparte merece la gestión de los daños de terceros, fuente principal de daños a las redes. En este sentido deberán instaurarse medidas tendientes a disminuir los daños: una opción es establecer un único número a cual llamar en caso de la necesidad de excavar.

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

Las instalaciones internas son el último eslabón de la cadena de valor de la industria del gas natural, por ese motivo es necesario implementar un proceso de revisión sistemático y continuo de las mismas con el fin de garantizar su funcionamiento y mantenimiento adecuados.

Conclusiones

Este estudio establece que, en los próximos veinte años, el consumo promedio diario alcanzará un valor de 234 MM^3 lo que requerirá una inversión de 6.000 millones

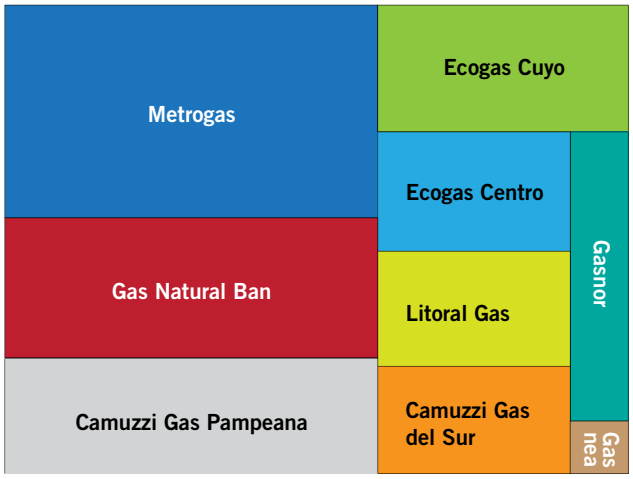


Figura 10. **Comparación Longitud de la red.**

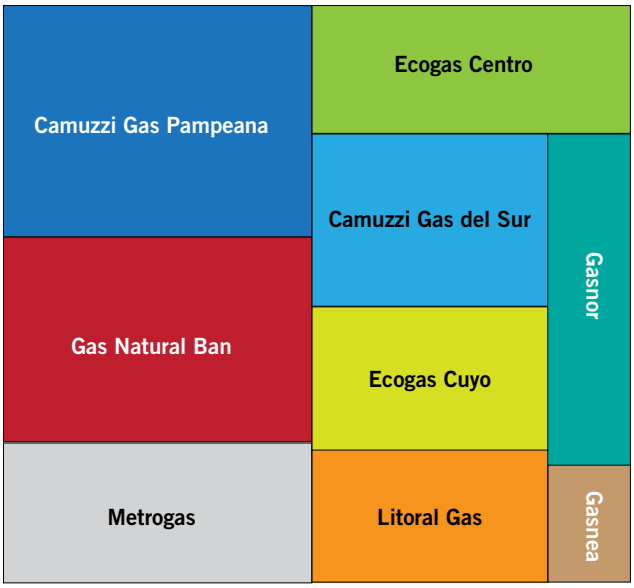


Figura 11. **Comparación cantidad de clientes.**

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

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

Para que ello se posible, la condición es que se adecuen paralelamente los sistemas de transporte y distribución y las instalaciones internas de clientes.

Las estimaciones muestran que se requerirán inversiones por: a) 1.100 millones de dólares por año en ampliaciones de gasoductos y obras de sostenibilidad de la infraestructura del sistema de transporte; b) 620 millones de dólares por año en ampliaciones de redes y ERP, obras de sustentabilidad y modernización tecnológica en los sistemas de distribución; y c) 290 millones de dólares por año en las instalaciones internas de clientes.

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

1 Durante este período, una vez superado el efecto de la crisis financiera de 2008-2009, se verificó una estructura de mercado de combustible relativamente estable y equilibrada. No se vislumbra un consenso entre los analistas sobre la evolución del mercado tras la reducción de precios ocurrida sobre el final de 2014 y los desacuerdos en el seno de la OPEP.

2 El GNEA tendrá una capacidad de transporte de 11,2 MMm3/d; llevará suministro de gas a 168 localidades mediante la construcción de 1468 km de gasoductos troncales y 2863 km de gasoductos de derivación. Al sistema se incorporarán el este de la provincia de Salta y las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Fe.
Fuente http:www.enarsacom.ar /index.php/es/127-gasodcuto-del-noreste-argentino-gnea

3 Como referencia, España, con un mercado eléctrico que duplica el argentino en términos de demanda y lo triplica en términos de capacidad instalada, ha desarrollado una participación de energía eólica del 20% en un lapso de 18 años.
Fuente http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas



Gas *versus* electricidad: uso de la energía en el sector residencial



Por ***Maylen Gastiarena, Analía Fazzini, Rodrigo Prieto*** (Enargas) y ***Salvador Gil*** (Enargas y Unsam)

El consumo residencial en la Argentina ha tenido un crecimiento muy acelerado en los últimos años. En 1990, este componente de consumo representaba el 21% del total mientras que para 2015 su participación alcanzó el 27% (Figura 1).

Si analizamos la evolución en el tiempo de los consumos residenciales, tanto los eléctricos como los consumos de gas natural, y la variación del PBI (Figura 2), se observa que el consumo eléctrico residencial es la variable que presenta el mayor crecimiento, al duplicarse cada 15 años, aproximadamente. El aumento del consumo residencial eléctrico supera tanto la variación del PBI como el crecimiento del consumo de gas.

Otra característica importante de los consumos residenciales es que son poco elásticos, es decir, no varían apreciablemente con los ciclos económicos. Esto se evidencia en la figura 2, donde se observa que, en los períodos de recesión, los consumos residenciales no disminuyen en la misma magnitud que varía la economía (PBI) y contrastan con los consumos industriales, que sí son fuertemente dependiendo de los ciclos económicos. Este hecho se puede interpretar admitiendo que los usuarios residenciales, en tiempos de recesión, disminuyen la adquisición de nuevos artefactos, pero continúan usando los que ya han adquirido.



En este trabajo se estudian las características básicas del consumo de gas y electricidad en el sector residencial; en particular, cómo se distribuye el consumo residencial de gas en sus distintos usos y su evolución temporal en los últimos 24 años. También se comparan los consumos residenciales a gas y eléctricos entre sí y su distribución en los distintos usos domésticos.

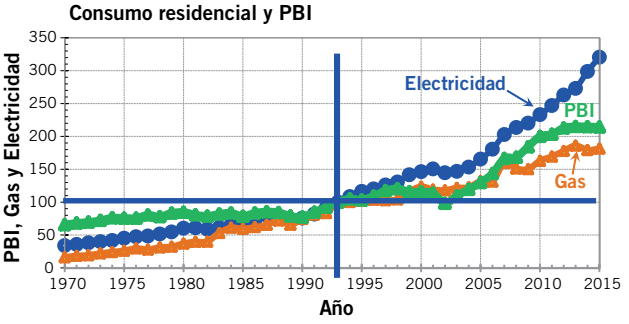
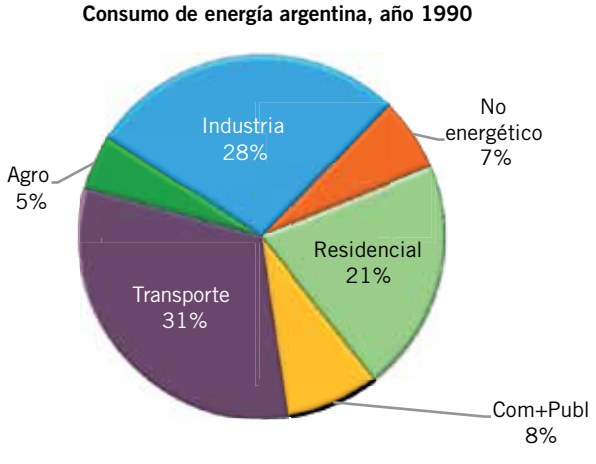


Figura 2. **Variación relativa de los consumos residenciales y PBI, tomando como base los valores de 1993 que se asignan como 100. El PBI está indicado por los triángulos verdes, el consumo eléctrico por los círculos azules y el consumo residencial de gas por redes por los triángulos naranjas. Como se puede observar, el consumo eléctrico residencial es la variable que tiene el mayor crecimiento[1].**

Otra característica importante de los consumos residenciales se refiere a los consumos específicos, es decir, los consumos por usuario* y por unidad de tiempo (día, mes o año). Cuando se comparan los consumos específicos residenciales, tanto los eléctricos como los consumos de gas natural (GN), según se ilustra en la figura 3, se observa que, en el nivel nacional, el consumo específico de GN por redes es un factor 4 mayor que el consumo eléctrico residen-



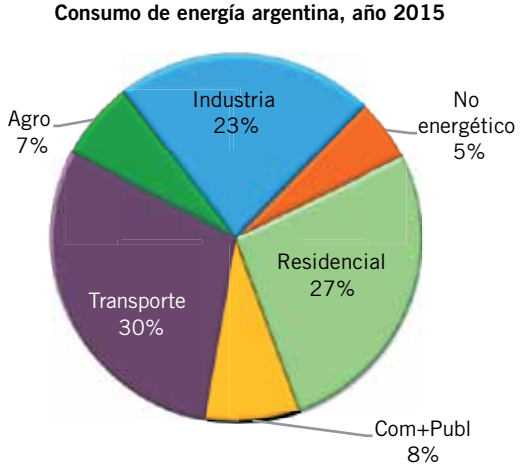


Figura 1. **Distribución del consumo final en la Argentina. En 1990 (izquierda) la participación del consumo residencial era del 21%, en 2015 (derecha) la participación en el consumo residencial llegó al 27%[1].**

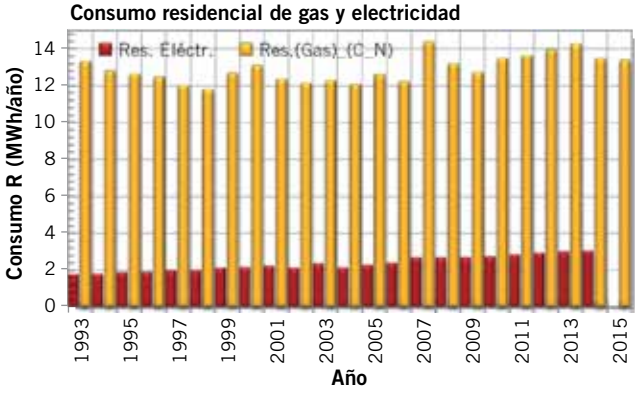


Figura 3. **Variación de los consumos específicos residenciales, eléctricos (barras rojas) y gas natural (barras amarillas) de la zona centro norte como función del tiempo. Los consumos medios de gas natural indicados aquí corresponden a la región centro-norte de la Argentina.**

cial promedio. A continuación nos referiremos al consumo residencial de GN de la región centro y norte del país. En esta zona de la Argentina, es decir, al norte del Río Colorado, los usuarios tienen un comportamiento similar, en cuanto a su consumo específico y esta región comprende el 92% de los usuarios del país[2]. En la región al sur del Río Colorado se observa un sobreconsumo, muy posiblemente asociado a los subsidios de la energía en esta región[3].

Por otro lado, si se representan los mismos datos de la figura 3, en escalas distintas, de modo de apreciar mejor su variación en el tiempo, como se ilustra en la figura 4; se observa que mientras el consumo específico del gas natural creció en la última década en promedio 0,5% anual, el del eléctrico creció, en promedio, el 3,1% anualmente. Los crecimientos totales de los consumos eléctricos y de gas representados en la figura 2, son consecuencia de dos factores:

a) crecimiento de los consumos específicos
b) variación del número de usuarios

En el caso del gas natural, el crecimiento del consumo residencial total en la última década alcanzó el 3,2% anual, mientras que el crecimiento del número de usuarios fue del 2,7% anual.

Un análisis similar del caso eléctrico indica que, el crecimiento anual del consumo residencial total en la última década fue en promedio del 6% anual, mientras que el crecimiento anual del número de usuarios fue del 2,5% anual; y el del consumo específico, del 3,8%.

Estos números guardan relación con el hecho de que la innovación tecnológica genera constantemente nuevos dispositivos de uso domésticos que, en su mayoría, son eléctricos, lo cual conlleva a un incremento notable del consumo específico residencial. Esta observación debería incentivar los esfuerzos por alcanzar un conjunto de normas y estándares de eficiencia energética que incentiven la mejora de su eficiencia; por ejemplo, el etiquetado de eficiencia energética, con una actualización periódica de no más de dos o tres años.

Anatomía del consumo de gas residencial

El gas natural constituye el principal componente de la matriz energética nacional con el aporte de más del 50% de la energía primaria del país[4]. Alrededor del 27% del gas se distribuye a través de redes a los usuarios residenciales. La figura 5 muestra la variación del consumo específico residencial medio de la Argentina a lo largo de un año. Los datos que se muestran en esta figura son el promedio de los consumos residenciales específicos entre los años 2010 y 2015. Los consumos de los meses de verano (enero y diciembre) coinciden con el consumo base, es decir el consumo de gas usado en cocción y calentamiento de agua, área verde en la figura 5. Como se observa, esta separación puede realizarse de manera simple, ya la variación de consumo base es relativamente suave con la temperatura y como veremos puede determinarse con buena precisión a partir de los datos de consumo. La abultada "joroba" amarilla de los meses de invierno corresponde al consumo de calefacción y en promedio es del orden del 56%(±4%) del consumo residencial de gas. Claramente esta proporción puede cambiar según la rigurosidad de los inviernos.

El consumo de cocción puede obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales.

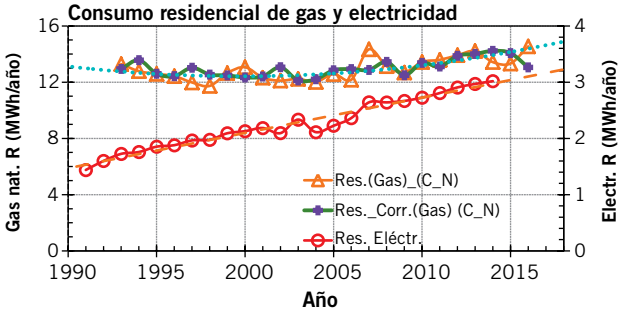


Figura 4. **Variación de los consumos específicos residenciales, eléctricos (círculos rojos) referidos al eje vertical derecho y de gas natural (triángulos naranjas) de la zona centro-norte en función del tiempo. Dado que el consumo de gas depende de la temperatura, cuando se corrigen los consumos específicos por los efectos térmicos se obtiene los consumos corregidos indicados por las cruces violetas. En el gráfico se observa que el crecimiento del consumo específico anual eléctrico residencial durante la última década fue del 3,1%, mientras que el correspondiente de GN varió solo en un 0,5% anual en el mismo período.**

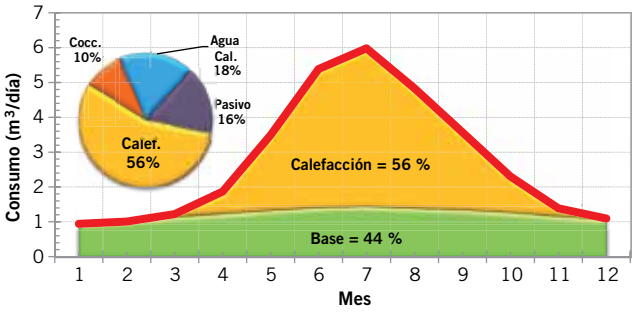


Figura 5. **Variación de los consumos específicos residenciales de gas como función de los meses del año. Los datos ilustrados aquí son un promedio entre los años 2010 y 2015 para la región centro-norte de la Argentina. El diagrama de torta, ubicado en la parte superior, muestra cómo se distribuye el consumo de gas residencial entre sus distintos usos. Los consumos pasivos se refieren a los consumos de mantenimiento de termotanque y pilotos de calefones asociado a los sistemas de calentamiento de agua. El consumo de gas usado en calentar agua sanitaria (ACS) es la suma de calentamiento de agua propiamente y los consumos pasivos, es decir, del 34%.**

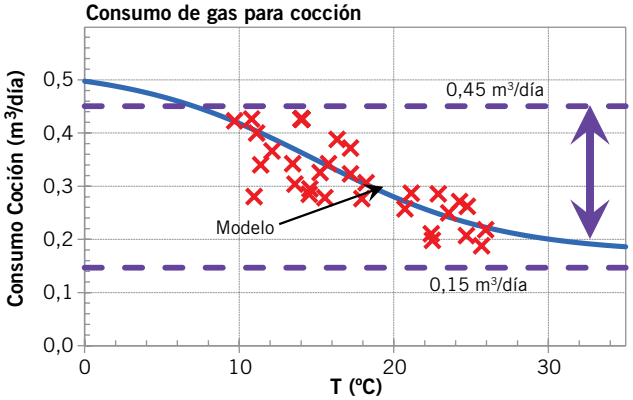


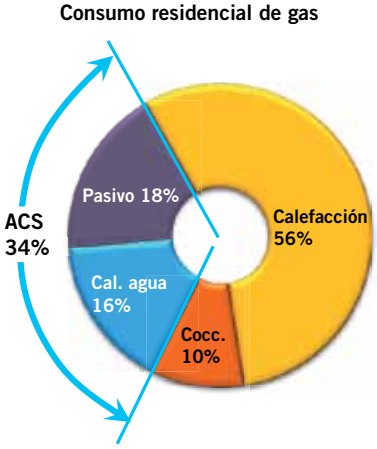
Figura 6. **Consumo de gas para cocción. Datos obtenidos de edificios de CABA con servicios centrales. El consumo promedio de gas para cocción es de 0,3 ±0,15 m³/día. Este consumo representa un uso diario de hornallas medianas de 80 min y de 15 min de horno.** Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por METROGAS.

En este caso, el consumo de las unidades o departamentos individuales está asociado a los consumos de cocción principalmente. Dado que, en el país, hay muchos edificios y cada uno de ellos con decenas de unidades habitacionales, con estas características, este estudio puede realizase muy bien, ya que las distribuidoras disponen, por lo general, el registro de estos consumos por más de una década.

En la figura 6 se muestran los consumos en función de la temperatura. Como puede observarse, el consumo para la cocción también depende de la temperatura, y aumenta en los días fríos. Este comportamiento refleja la característica de que las personas tendemos a comer comidas más livianas y frías en los días calurosos que en los días fríos. Los consumos asociados a la cocción son aproximadamente similares para todos los sectores sociales. El consumo de cocción es 0,30±0,12 m³/día, equivalente a unos 3,2 kWh/día y puede considerarse representativo de toda la región centro-norte con una variación, con la temperatura, como se muestra en la figura 6.

Un análisis similar puede realizarse con el fin de determinar el consumo de gas para calentamiento de agua sanitaria (ACS). Se trata de tomar el consumo de edificios que





Zona GBA		m³/día	m³/año	kWh/año
Base	Cocc.	0,30	110	1.184
	Cal. agua	0,50	183	1.974
	Pasivo	0,55	201	2.171
Calefacción		1,70	621	6.710
Total		3,05	1.113	12.038

Figura 7. **En el cuadro se observa la distribución de los consumos específicos residenciales de gas para usuarios del Gran Buenos Aires (GBA). En el gráfico, la distribución del consumo de gas en el sector residencial en el GBA. El consumo medio para calentar 185 litros de agua, equivalente a 56 litros/día x persona, de la temperatura media anual (17 °C) a la temperatura de confort, Tc=42 °C, es de unos 0,5 m³/día. Si a este consumo agregamos los consumos pasivos, resulta que en el calentamiento de agua se emplean unos 1,15 m³/día, equivalentes a 12,4 kWh. El consumo medio de gas total en esta región (base más calefacción) es de 1.154 m³/año y equivale a 12.479 kWh/año.**

solo tienen provisión de agua caliente central para todo el consorcio y prorratearlo por las distintas unidades. De forma más simple y directa, se pueden tomar los consumos específicos de los meses de verano como representativo de los consumos de cocción y ACS; sustrayendo los consumos de cocción, obtenemos los consumos de ACS (Figura 7). En el caso de los sistemas de calentamiento de agua, es importante destacar el papel que cumplen los consumos pasivos. Casi todos los equipos de calentamiento de agua que se usan en la Argentina tienen importantes consumos pasivos (la llama del piloto en los calefones o, en el caso de los equipos de acumulación de agua caliente o termotanques que tienen un consumo de gas que es superior al consumo de los pilotos para mantener el agua caliente acumulada, esto se debe a que aun sin consumo de agua, el quemador se enciende periódicamente para mantener el agua caliente). Estos consumos pasivos ocurren las 24 horas del día, se consuma o no agua caliente. El consumo pasivo del piloto de los calefones son del orden del 0,5 m³/día y el de los termotanques varía entre 0,5 a 0,75 m³/día. Obsérvese que estos consumos son, en general, mayores que la energía que se precisaría para calentar todo el volumen de agua sanitaria que una familia típica usa en la Argentina, unos 185 litros por día, equivalente a 56 litros/día x persona, desde la temperatura ambiente a la temperatura de confort de unos 42 °C. El consumo de gas para alcanzar este calentamiento sería de 0,5 m³/día, equivalente a 5,7 kWh/día. Estos valores se muestran en la figura 7.

El calentamiento de agua sanitaria es el segundo consumo de importancia en el sector residencial, y muy

posiblemente en el comercial también. En el sector residencial, representa, aproximadamente, el 33% del total. Es decir, para el calentamiento de agua sanitaria se emplea casi el 10% de la energía consumida en la Argentina. Esta observación se explica en parte por el elevado calor específico del agua, que hace que aumentar su temperatura demande mucha energía.

Es preciso señalar que actualmente existen en el mercado local calefones Clase A, que tienen encendido electrónico y, por lo tanto, eliminan el consumo pasivo de los pilotos. Además tienen un rendimiento de quemador o eficiencia de calentamiento superior al 80%, y su costo no supera en un 15% de los equipos convencionales o sea aquellos equipos con etiqueta C, D o aún de más baja en eficiencia, según la Norma NAG 313[5]. También existen calderas y sistemas de calentamiento de agua de alta eficiencia con condensación de vapores, cuyas eficiencias superan el 90%. Desde luego, los sistemas solares híbridos con apoyo de calefones modulantes, Clase A en eficiencia, pueden reducir los consumos en ACS en factores de 8 o 9 respecto de los equipos convencionales actuales[6]. Los calefones Clase A actuales podrían generar ahorros cercanos al 50% en el calentamiento de agua, es decir, entre un 15% y un 18% en el consumo residencial de gas[7].

Consumo de agua caliente en edificios de Ciudad Autónoma de Buenos Aires

En este estudio, también se consideró el caso de los consumos en edificios con servicios centrales de agua caliente y calefacción, se analizaron los consumos de una muestra de 2.800 edificios, a lo largo de cinco años, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA). Para cada edificio, se prorratearon los consumos por unidad habitacional o departamentos. En la figura 8 se muestran los consumos de agua caliente para esta muestra. Se observa que los consumos específicos en este sector son de 330 litros/día, equivalentes a 100 litros/día x persona, es decir, son bastante mayores que los valores medios estimados de los datos de facturación para el total de los usuarios de esta misma ciudad, como se ilustra en la figura 5, que resultan en un consumo medio de 56 litros/día por persona. Posiblemente el alto consumo observado en los edificios con servicios centrales se puede asociar a que sus ocupantes pertenecen, en su mayoría, a sectores sociales medios y altos de CABA, que tienen un consumo específico mayor que el promedio y escasos incentivos a usar racionalmente los recursos energéticos y de agua. Sin embargo, el consumo de cocción de estos sectores es similar al promedio con el valor medio indicado en el Figura 7.

Como se observa, tomando la diferencia entre los consumos específicos promedios anuales y los consumos medios de los meses de invierno, se pueden obtener para cada localidad los consumos de calefacción. En la figura 9 se representan estos consumos, base y de calefacción para varias localidades de la región centro-norte. Se observa que los consumos medios totales de CABA son similares a los del GBA.

Consumo de gas para calefacción en edificios y viviendas

Existe una relación casi lineal entre los consumos de gas, en particular de los consumos de calefacción y el Déficit Grado Día (DGD) de cada localidad[3]. Esta relación entre consumo de energía para calefacción y DGD ha sido analizada extensivamente en la literatura[8, 9]. Sin embargo, hay algunas desviaciones de esta linealidad, como consecuencia de los niveles socioeconómicos de sus habitantes; situación que se aprecia claramente en la parte izquierda de la figura 9. Localidades, como CABA y Salta tienen DGD muy similares, pero el consumo específico de Salta es menor, seguramente como consecuencia del menor nivel de ingreso de sus habitantes. En muchos lugares, las limitaciones económicas son la causa de que las necesidades de calefacción no se cubran adecuadamente. Desde luego, también intervienen factores climáticos, pero los socioeconómicos surgen con claridad.

Internacionalmente, el problema del calentamiento de agua ha recibido mucha atención, de hecho hay varios informes que discuten este problema[6, 10, 11, 12]. En la Argentina el consumo de energía para calentar agua sanitaria es del orden del 34% de consumo de gas residencial. Nuestro análisis indica que, en promedio, en la Argentina, se consumen unos 56 litro/día x por persona; sin embargo, en los edificios con servicios centrales de agua caliente es cercano a los 100 litro/día x persona.

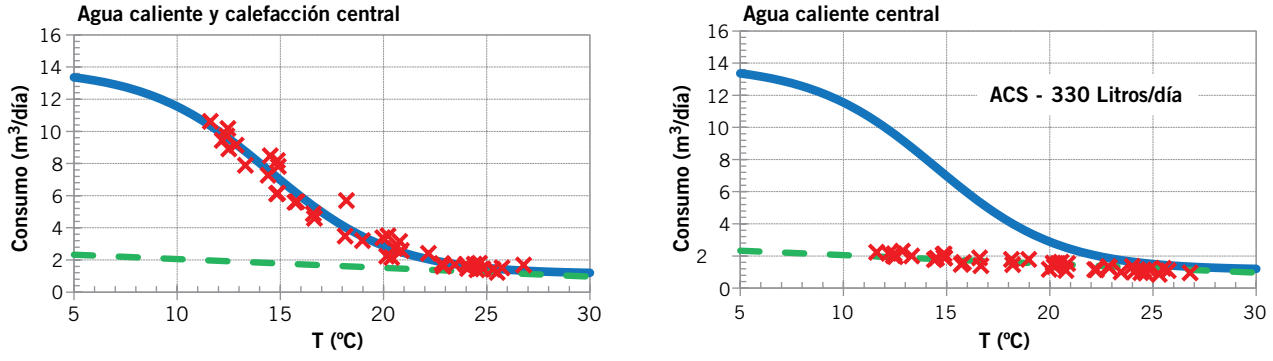


Figura 8. **Consumo de gas en una muestra de 2.800 edificios de CABA con servicios centrales de calefacción y agua caliente sanitaria, prorrateado por vivienda. A la izquierda, consumo específico por vivienda de calefacción y ACS como función de la temperatura. A la derecha, se muestran los consumos específicos para edificios que solo tienen servicios centrales de agua caliente, prorrateado por departamento. En ambos gráficos la línea punteada verde y la curva azul son las mismas. La primera modela la variación del consumo combinado de calefacción y ACS; en cambio, la segunda modela la variación de ACS. De este consumo deriva un consumo de ACS de unos 330 litros/día consistente con un consumo medio de 100 litros/día x persona. En este caso, edificios con servicios centrales, el consumo de ACS es mayor que el promedio del país de 56 litros/día x persona.**

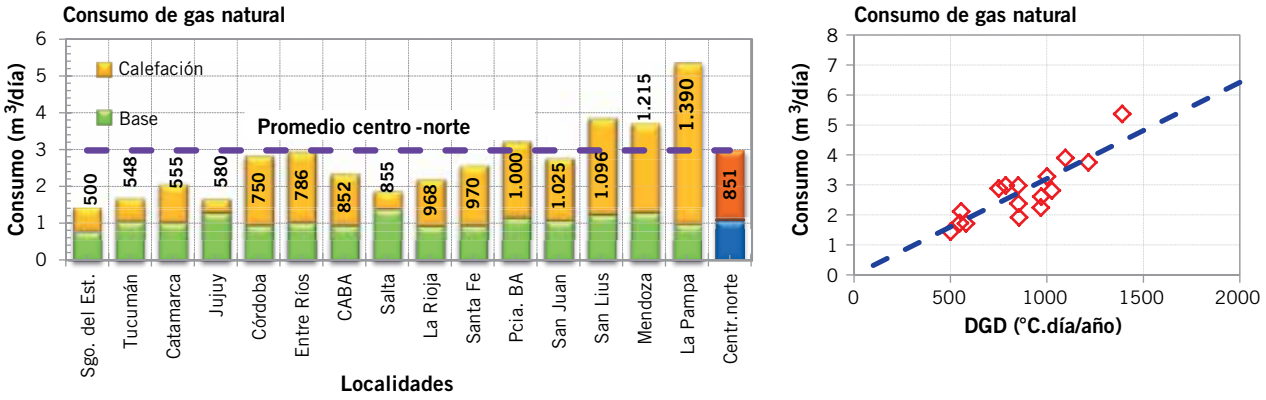


Figura 9. **Izquierda, consumo de GN en diferentes localidades de la región centro-norte de la Argentina. Las barras verdes representan el consumo base y la amarilla el consumo de calefacción. Los números en las barras corresponden al Déficit Grado Día (DGD) de la región. A la derecha, se representa el consumo específico de cada localidad en función del DGD. Como se puede observar, hay una relación casi lineal entre estas dos variables.**

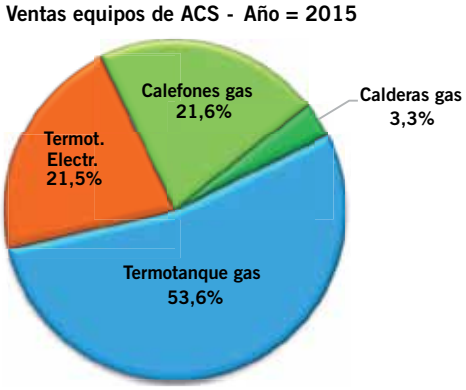


Figura 10. **Distribución de la producción de equipos de calentamiento de agua para uso residencial en la Argentina para 2015. Se observa que los artefactos a gas constituyen un 78,4% del total.** Fuente CAFAGAS[13].

Todos los consumos se pueden eficientizar, pero el calentamiento de agua, que depende fuertemente de un artefacto que no es demasiado costoso, es uno de los que ofrecen mayores potencialidades de ahorro[7]. En la figura 10 se ilustran los equipos más usuales de calentamiento de agua en la Argentina. En la figura 11 se resumen los consumos de energía para calentar 185 litros/día, con el empleo de diferentes tecnologías. Las posibilidades de ahorro son muy significativas.

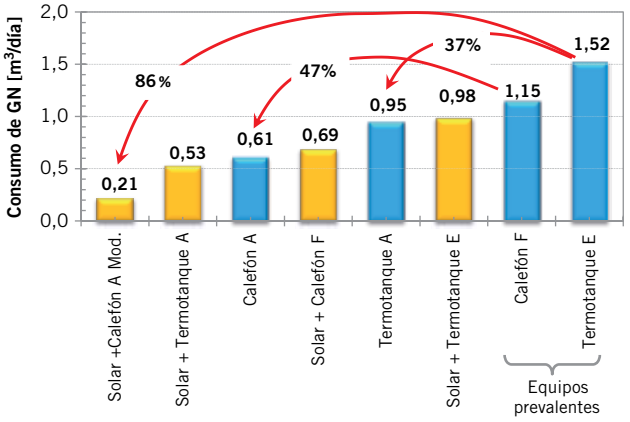


Figura 11. **Consumos de GN en el calentamiento de 185 litros/día de agua sanitaria usando distintas tecnologías. La variación del consumo diario en ACS entre los distintos modos es notable y está indicado en la barra. Los ahorros que un sistema solar híbrido puede aportar son significativos si se utiliza como respaldo un calefón modulante sin piloto, Clase A. Asimismo, un calefón Clase A consume menos que un sistema híbrido con termotanque de respaldo.**

Consumo residencial eléctrico

Para su análisis nos basaremos en una combinación de datos estadísticos globales del consumo eléctrico en la Argentina y mediciones individuales más exhaustivas realizadas en una muestra de 30 viviendas de CABA y GBA.



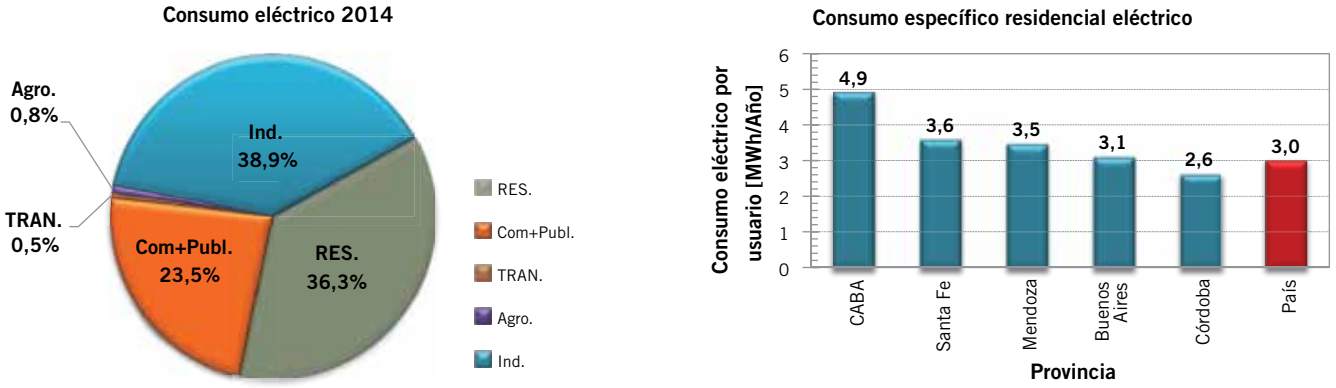


Figura 12. **A la izquierda se muestra la distribución del consumo eléctrico entre los distintos sectores de consumo1. Y a la derecha, los consumos eléctricos residenciales promedio para las principales ciudades de la Argentina.** Fuente[14].

Tomando como base los valores de los consumos en el nivel nacional proporcionados por los Balances energéticos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación[1] y las estadísticas económicas del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires[14], se elaboró la figura 12. Como se indicó, el consumo específico de gas es un factor 4 mayor que el consumo eléctrico residencial.

Para analizar la distribución de consumos eléctricos, se realizó un estudio exhaustivo de unas 30 viviendas pertenecientes a estudiantes de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y personal del ENARGAS que participaron voluntariamente en este estudio. Para ello, a cada voluntario se lo dotó de un equipo de medición de potencia y consumo eléctrico[15]. Se solicitó que en cada casa se realizara una medición de la potencia de consumo de cada artefacto eléctrico disponible y se estimara tiempo de uso de cada uno de ellos. Luego, con esos datos, se ajustaron los tiempos de uso de modo que el consumo anual fuese consistente con el consumo establecido en la factura de electricidad de la distribuidora para esa vivienda.

En algunos artefactos, como es el caso de las heladeras, se midió el consumo diario a lo largo de todo un día, de este modo se tuvo en cuenta el hecho de que las heladeras consumen energía en forma intermitente, con ciclos de funcionamiento y paradas del compresor. En el caso del lavarropas, se midió el consumo de todo un ciclo de lavado típico y se estimó el número de veces por semana en las que se realizaba esta operación. En el caso de las lámparas, se dividieron en dos grupos, las de uso frecuente y las de uso ocasional, para cada grupo se estimaron sus tiempos medio de uso. Con este procedimiento fue posible realizar un gráfico de distribución del consumo eléctrico. En la figura 13 se muestra el resultado para el conjunto de la muestra analizada.

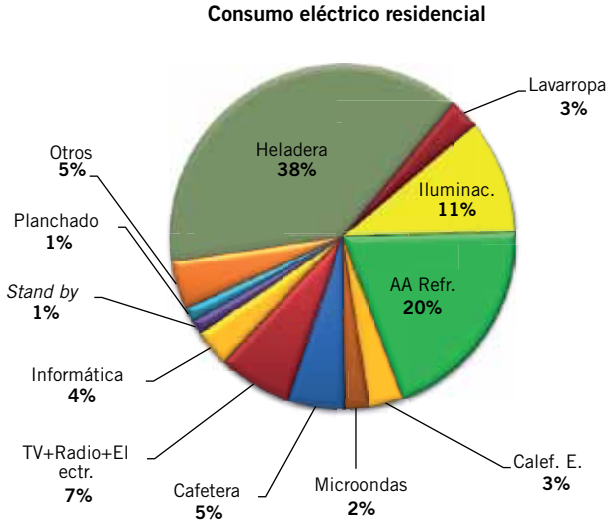


Figura 13. **Consumo eléctrico residencial realizado en una muestra de 30 casas de voluntarios de la UNSAM y ENARGAS de nivel socioeconómico medio en la región de CABA y GBA. Calef. E. significa calefacción eléctrica.** Fuente: elaboración propia.

El consumo medio de la muestra fue de 2.709 kWh/año= 2,7MWh/año, que es comparable con los consumos medio de CABA y Buenos Aires, de 3 MWh/año. Esto sugiere que la muestra utilizada es consistente con el comportamiento promedio de esta región del país. Como se observa en la figura 13, el consumo eléctrico más importante en las viviendas de esta zona es el de las heladeras, representado por un 38% del consumo total eléctrico. En segundo lugar, aparece el aire acondicionado (AA Refr.) con un 20% y, en tercer lugar, la iluminación con un 11% del total. Este consumo de iluminación residencial resulta considerablemente inferior a los registrados por otros autores en el pasado[16], lo cual es comprensible, dado que ese estudio se realizó en 2006, cuando las lámparas de uso dominantes eran las incandescentes, previo a su prohibición en 2010. A comienzos de 2016, cuando se realizó este estudio, las lámparas fluorescentes compactas (LFC) ya cubrían casi el 50% del parque. Dado que las lámparas LFC tiene eficacias luminosas de casi un factor 5 respecto de las incandescentes, es natural que el consumo de iluminación sea, en 2016, muy inferior al de 2006.

Si se produjese un reemplazo masivo de lámparas a LED, es previsible que este porcentaje de electricidad dedicado a la iluminación se reduzca casi a la mitad. Asimismo, en las figuras 12 y 13 se sugiere que la magnitud de los ahorros de energía eléctrica podría lograrse por un cambio masivo de lámparas a tecnología LED, dado que la eficacia de las lámparas LED actuales (superior a 100 Lúmenes/Watt) es casi el 60% más eficientes que las LFC y casi 5 veces más eficientes que las incandescentes halógenas, lo que podría significar un 50% de ahorro en iluminación[17]. Es decir, el ahorro podría rondar en el 5,5% del consumo total residencial. Considerando que, en promedio, la potencia bruta media de la Argentina es de 25 GW, y sabiendo que el sector residencial consume cerca del 35% del total (Figura 12), este ahorro

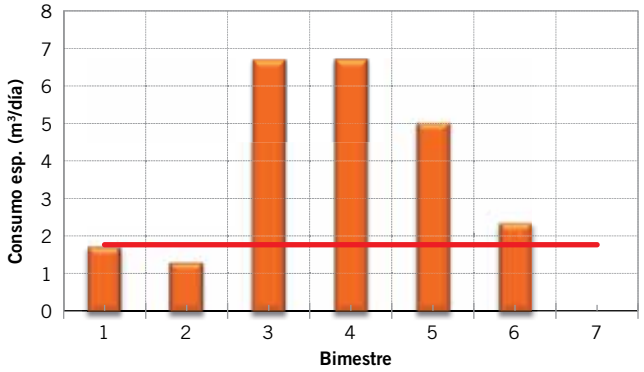


Figura 14. **Auditoría de los consumos de gas en una vivienda particular tomando los datos de facturación. El gráfico de barras muestra los consumos específicos para cada bimestre. La línea horizontal es el consumo base medio, obtenido como promedio de los bimestres de verano (1, 2 y 6). Los consumos por encima de la línea horizontal corresponden a la calefacción.** Fuente: elaboración propia.

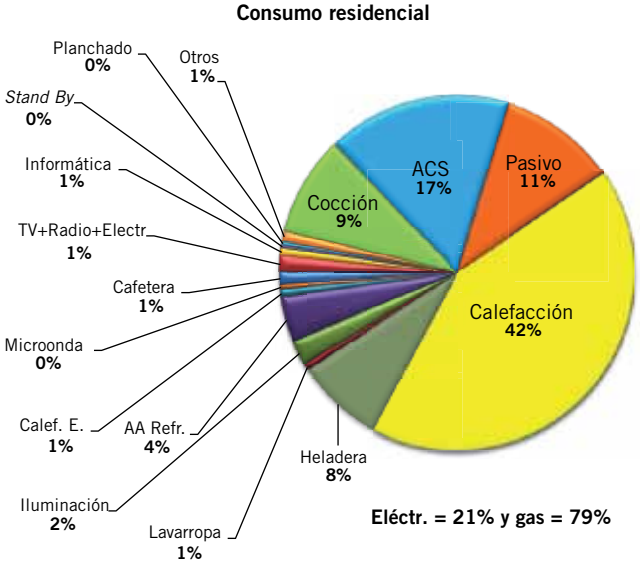


Figura 15. **Consumo residencial medio total, incluyendo la fracción de energía que se consume como gas y electricidad, respectivamente.** Fuente: elaboración propia.

equivaldría a un 1,25 GW de potencia.

Por otro lado, dado que en la Argentina se estima que hay 4 lamparas por habitante, es decir un total de 160 millones de lamparas en el sector residencial[13], y dado que cada lámpara tiene un costo medio de USD 0,5, un recambio de lámparas tendría un costo de unos 80 millones de dólares, o sea, unas 50 veces menos que el costo que implicaría la generación de los 1,25 GW ahorrados, sin tener en cuenta los costos de transporte y distribución.

En este estudio de los consumos eléctricos, también se realizó, en forma simultánea, una auditoria de los consumos de GN de las mismas viviendas. Este análisis se realizó tomando como base los consumos bimestrales medidos por las distribuidoras de gas para cada casa. Reduciendo estos consumos bimestrales a consumos diarios, como se muestra en la figura 14, se pudieron separar los distintos consumos. Esta distribución de consumo de gas obtenida de la muestra sirvió para corroborar la consistencia de los datos de la muestra con la distribución del consumo obtenida del análisis de los datos globales, que se muestra en la figura 5.

De hecho, los consumos de gas indicados en la figura 7 son los mismos que los consumos de la figura 5. Tomando los consumos medios de GN que se muestran en la figura 5, pasando los consumos diarios de m^3 de gas natural a kWh, y combinado todos los consumos a gas y electricidad, se pudo construir la figura 15, en la que se muestra la distribución de todos los consumos energéticos en una vivienda típica de la región central de la Argentina.

Los consumos indicados en las figuras 12 y 15 para la Argentina se comparan muy bien con los registrados en la región central o continental de España. En ese país se realizó un estudio mucho más exhaustivo y completo, cuyos resultados son comparables con los locales, en particular los mayores consumos residenciales son similares[18].

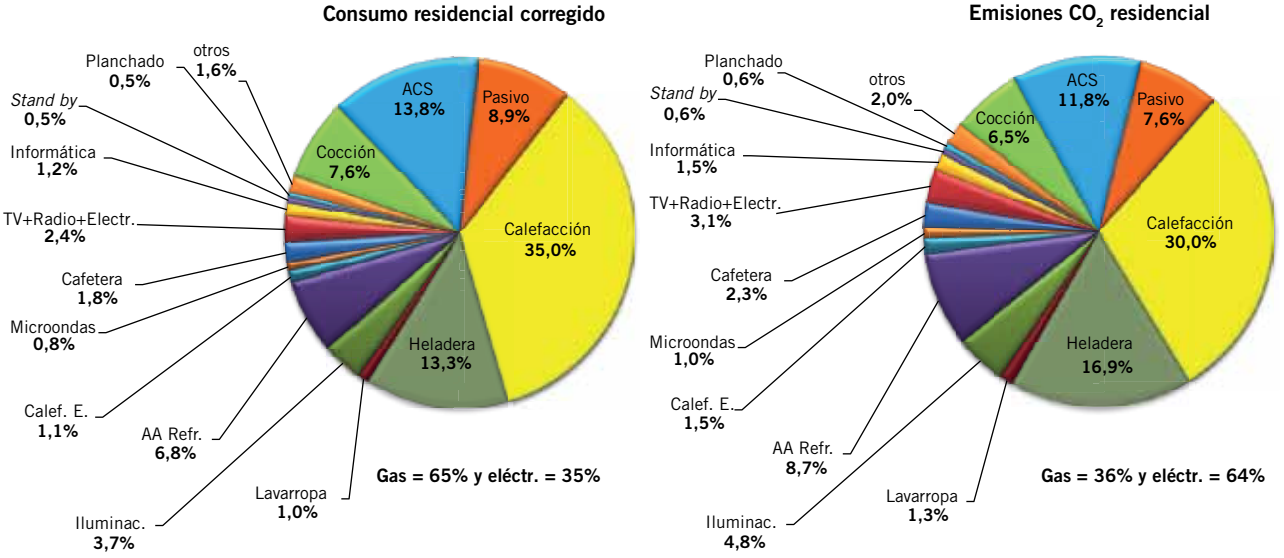


Figura 16. **Izquierda, consumo residencial corregido, representativo de la energía primaria usada en generar la energía secundaria consumida. Derecha, emisiones de CO_2 realizadas por el sector residencial. Nótese que esta vez la emisiones de consumo de gas son menores que las emisiones de electricidad.** Fuente: elaboración propia.

	Consumo (MWh/año)	Porcentaje consumo %	Emisiones (Ton(CO_2)/año)	Porcentaje emisiones %
Calefacción	5,46	42	0,98	25
ACS	2,2	17	0,39	10
Pasivo	1,4	11	0,25	6
Cocción	1,2	9	0,21	5
Heladera	1,0	8	0,80	20
AA Refrigeración	0,5	4	0,41	10
Iluminación	0,3	2	0,23	6
Total eléctrico	2,7	21	3,8	96
Total GN	10,2	79	5,8	147
Total Residencial	12,9	100	3,9	100

Tabla 1. **Principales consumos en el sector residencial y sus correspondientes emisiones anuales.**

Dado que, en gran medida, la electricidad generada en la Argentina proviene del GN, y la eficiencia de conversión y distribución son del orden del 50%, podemos hacer esta corrección en el consumo de energía final y obtener un diagrama que refleje mejor el consumo de energía primaria. Esto se puede observar en el diagrama de torta de la izquierda de la figura 16. A la derecha de esta misma figura, se representan las contribuciones a las emisiones de CO_2 de los distintos artefactos de usos residencial. En este último diagrama, se tuvieron en cuenta todas las emisiones asociadas a la generación eléctrica, incluyendo todas sus formas, particular para el GN se usó 1,95 kg (CO_2/m^3), equivalente a 0,18 kg (CO_2/kWh), mientras que para la electricidad el factor de emisión usado fue 0,535 kg (CO_2/kWh), que es un factor 3 superior al del GN1. Como se observa en estos diagramas, en términos de energía consumida, la fracción de gas usada es mayor que la fracción de energía eléctrica. Sin embargo, en término de emisiones globales, la componente eléctrica del consumo supera al sector del gas natural. En la tabla 1 se indican los consumos de los principales artefactos de uso residencial.

Conclusiones

En este trabajo se realizó un análisis de los consumos a gas y electricidad en el sector residencial. El estudio está basado tanto en datos globales de consumos a gas y electricidad suministrados por el ENARGAS y el Ministerio de Energía y Minería de la Nación, en muestras grandes de usuarios de gas de la región del CABA y auditorías de viviendas en una muestra de 30 unidades del GBA y CABA.

Las características básicas del consumo de gas, que se resume en la figura 7 establecen que, aproximadamente, el 54% del gas se emplea en calefacción, seguido por un 34% que se utiliza en el calentamiento de agua sanitaría. De este consumo, cerca del 18% es consumo pasivo, es decir un consumo no útil que se debería y se puede evitar. La cocción comprende cerca del 10% del consumo de gas residencial. En cada uno de los segmentos del consumo de gas, es posible hacer grandes ahorros, usando tecnologías existentes y de bajo costo.

En el caso eléctrico, el análisis, basado en una muestra representativa pero menor de casos, indica que los cuatro consumos residenciales más importantes son la heladera con un 38%, la refrigeración con aire acondicionado con el 20%, la iluminación con el 11% y los equipos electrónicos (como TV, PC, radios, etc.) un 11%.

En el caso del gas, los consumos pasivos son significativos. En orden de importancia en la Argentina, ellos constituyen el tercer consumo residencial en importancia. Por lo tanto, una política de uso racional y eficiente de la energía debería poner mucho énfasis en la mejora de la aislación térmica de las viviendas y diseños bioclimáticos. De los artefactos de uso doméstico, que ameritan una consideración especial en un programa de recambio se encuentran los equipos de calentamiento de agua, las heladeras, los aires acondicionados, y la iluminación LED.

Actualmente existen, en el mercado local, artefactos de calentamiento instantáneo de agua eficientes (calefones Clase A en el etiquetado de eficiencia energética) que

MARTELLI ABOGADOS

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

MÁS DE 40 AÑOS
DUPLICANDO EL EMPUJE

MILICIC

Av. Pte. Perón 8110, Rosario - SF
Tel: +54 0341 4095600

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

Obras de infraestructura - Obras civiles industriales
Grandes movimientos de suelos - Ductos y montajes mecánicos

podrían eliminar este consumo, y permiten ahorrar un 0,7 m^3/día (50% de ahorro en ACS) por usuario. Usando equipos solares con apoyo de calefones a gas modulantes de eficiencia A y con encendido electrónico, el ahorro por usuario podría alcanzar el 1,4 m^3/día, es decir, casi un 86% de ahorro en el ACS. Esta tecnología podría aportar un ahorro de gas del orden de unos 10 millones de m^3/día equivalente a 1/3 de las importaciones de gas.

Por último en la tabla 1 se resumen los principales consumos domésticos en la Argentina y sus emisiones de CO_2. Es de destacar, que para la misma energía, las emisiones eléctricas en el país emiten un factor de 3 más que las correspondientes al gas natural. Esto hace que los artefactos eléctricos tengan una incidencia mayor cuando se los compara en términos de emisiones con los equipos a gas.

Agradecimientos

Agradecemos a los colegas de ENARGAS y alumnos de la UNSAM que participaron en la realización de las auditorías individuales. En especial agradecemos a A. Lanson, J. Cáceres Pacheco y M. Maubro. También agradecemos al Ing. Marcelo Lezama de METROGAS S.A. por su asistencia y su colaboración en distintos momentos de este proyecto, al Ing. Carlos Tanides, al Lic. D. Mielnicki y al Dr. Damián Strier.

Referencias

1. Balances Energéticos-Ministerio de Energía Y Minería, "Balances Energéticos": http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366, 2015.
2. Gil. S., "Posibilidades de ahorro de gas en Argentina- Hacia un uso más eficiente de la energía", *Petrotecnia*, nº 2, abril de 2009, pp. 80-84.
3. Gil S. y R. Prieto, "¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas", *Petrotecnia*, vol. LIV, nº 6, diciembre de 2013, pp. 81-92.
4. «Ministerio de Energía y Minería», disponible en: https://www.minem.gob.ar, último acceso: julio 2016.
5. Normas Argentinas de Gas NAG 313 de Calefones-ENARGAS 2012. Disponible en: www.energas.gov.ar
6. Iannelli, R. P. y. S. G. L. Iannelli, "Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos", *Petrotecnia*, vol. LV nº 3, agosto de 2016, pp. 586-595.
7. Gil, S. "¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas?", *Petrotecnia*, vol. LV, xxx de 2014, pp. 82-91.
8. IRAM, "NORMA ARGENTINA IRAM 11603:1996 y IRAM 1160:2002". Aislamiento térmico de edificios Métodos de cálculo Propiedades térmicas de los componentes y elementos de construcción en régimen estacionario, www.iram.org.ar, Buenos Aires, 1996, 2002.
9. Wikipedia, "Heating degree day", 2017.
10. "Trends in global water use by sector United Nations Environment Programme (UNEP)". Disponible en: http://www.unep.org/dewa/vitalwater/article43.html, último acceso: 29 de junio de 2016.
11. US Department of Energy, "US Department of Energy, 10 CFR Part 430, Energy Conservation Program: Energy Conservation Standards for Residential Water Heaters, Direct Heating Equipment, and Pool Heaters; Final Rule", 2010.
12. Water Heater Guide Energy Publications, Office of Energy Efficiency Natural Resources Canada, 2012.
13. CAFAGAS Cámara Argentina de Fabricantes de artefactos a Gas-Buenos Aires, (Comunicación privada), www.cafagas.org.ar, 2015.
14. Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, "Consumo de energía en la Ciudad de Buenos Aires en 2013", marzo 2014.
15. OWL, W. E. M. Disponible en: https://www.tlc-direct.co.uk/Technical/DataSheets/Owl/CM119_User.pdf.
16. Tanides, C., "Manual de Iluminación Eficiente-Efficient Lighting Initiative (ELI)", Disponible en: www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion, 2006.
17. Gil R. S., Gil S. y L. M. Iannelli, "Ahorro de 1,5 GW en los picos de consumo eléctrico- Iluminación LED", *Petrotecnia*, diciembre de 2015.
18. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "PROYECTO SECH-SPAHOUSEC, Análisis del consumo energético del sector residencial en España", www.idae.es, 2011.

* Un usuario se refiere a una vivienda conectada a la red. Es decir, un usuario corresponde a un medidor o vivienda. Estadísticamente un medidor abastece de gas a 3,3 personas.



SOMOS POTENCIA EN LA GENERACIÓN DE SOLUCIONES



LAS SOLUCIONES FINNING MAXIMIZAN LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO EVITANDO PÉRDIDAS DE EFICIENCIA Y MEJORANDO EL CONSUMO DE TU FLOTA:

- Potencias desde 70 kVA a 9700 kVA con gas combustible.
- Potencias desde 70 kVA a 13970 kVA con diésel.
- Plantas llave en mano e ingeniería modular según la necesidad del cliente.
- Respaldo y soporte Finning en más de 20 provincias.

BUILT FOR IT.

LLAMANOS
0800 555 0832
FINNING.COM

FINNING CAT

La creación de una cultura para operar

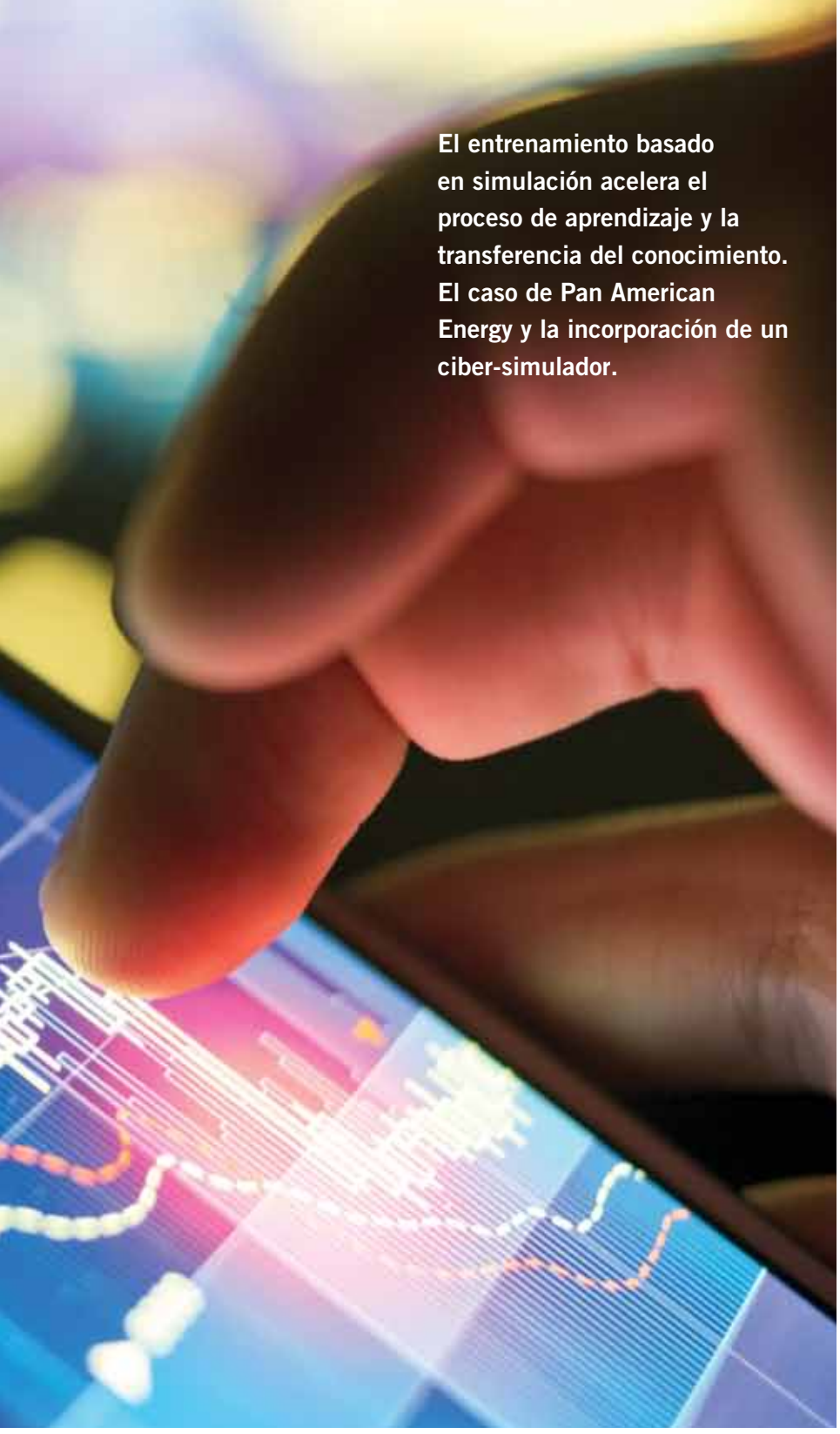


Por la ***Redacción de Petrotecnia***

Las nuevas tecnologías impactaron en la manera de operar en nuestra industria. Con el objetivo de fortalecer los estándares de seguridad, eficiencia y de estimular la mejora continua, se buscó incorporar la técnica de entrenamiento a través del uso de simuladores.

El entrenamiento basado en simulación (SBT) es un innovador aporte tecnológico y está íntimamente alineado a la técnica que utilizan otras áreas, como la medicina y la aviación. A través de un entrenamiento "inmersivo", esta metodología ayuda a mitigar los errores y a mantener una cultura de seguridad, especialmente en las industrias donde hay tolerancia cero para cualquier desviación de las normas y estándares de funcionamiento.

En Comodoro Rivadavia, a través de su universidad corporativa, Pan American Energy (PAE) ha incorporado un ciber-simulador, como parte de su estrategia de negocio, que incluye la innovación tecnológica de su equipamiento de perforación *workover* y *pulling*; así como el desarrollo profesional del personal, a través de una conducta operacional de alto están-



El entrenamiento basado en simulación acelera el proceso de aprendizaje y la transferencia del conocimiento. El caso de Pan American Energy y la incorporación de un ciber-simulador.

dar enfocada en la seguridad de las personas, el cuidado del ambiente y el entorno laboral.

En este caso se trata de un ciber-simulador modelo DRILLSIM 600, el cual pasa a complementarse con el simulador DS500 de existencia previa en su *Well Control School* acreditado por el IADC (*International Association of Drilling Contractors*).

Entrenamiento basado en simulación

El entrenamiento basado en la simulación consiste en "replicar" actividades rutinarias y no rutinarias, en un ambiente "casi real" y controlado, que permite identificar los peligros, analizar los riesgos asociados, acelerar el proceso de aprendizaje y por sobre todo generar un espacio para la transferencia del conocimiento dentro de la compañía.

Como parte de la etapa de aprendizaje previamente fue necesario entender cómo realizan las compañías de primer nivel internacional el entrenamiento de su personal; por ejemplo, en los Estados Unidos, con simuladores, como *Well Control Center, Noble Drilling y Diamond Offshore;* y localmente, en Ezeiza, en el CEFEPRA, Centro de Formación y Entrenamiento de Pilotos de la República Argentina.

Entre los principales objetivos de la incorporación de esta tecnología de vanguardia se encuentran los siguientes:

- Mejorar las competencias del personal que los utiliza, independiente de su experiencia. El entrenamiento les permitirá responder a distintas situaciones que pueden ocurrir dentro del proceso de construcción del pozo. Así, en un entorno controlado, el "entrenado" puede ejercitarse de una manera casi real en situaciones que podrían ocurrir durante condiciones normales de operación o en caso de emergencias. De este modo, la compañía promueve que el personal intervenga en operaciones y se familiarice con los controles del sistema operativo, sus funciones y secuencias operacionales.
- Disminuir el riesgo operacional, ya que todo "error humano" que pueda producirse en el entorno de la simulación no tiene consecuencias en el terreno de la realidad pero permite asegurar y desarrollar maniobras que, en cualquier otra situación real, podrían derivar en consecuencias adversas tangibles.
- Crear una cultura de seguridad corporativa, basada en el trabajo en equipo, el compromiso individual y la comunicación efectiva.

En su libro *El legado*, James Kerr, toma un concepto de Gilbert Enoka –manager de los All Black– y remarca: "el cerebro comprende esencialmente tres partes: instinto, pensamiento y emoción". Bajo presión, el pensamiento se bloquea. La persona depende de la emoción y del instinto: ya no puede captar información necesaria para tomar buenas decisiones. Por eso, es importante trabajar para reconocer los síntomas de presión y gestionarlos para tomar decisiones rápidamente fuera de la rutina".

En la industria hidrocarburífera, durante la etapa de construcción del pozo, hay innumerables situaciones que exponen al perforador a tomar decisiones rápidamente. Por eso, es fundamental la educación basada en simuladores para entender el comportamiento de los fluidos dentro del reservorio (petróleo, gas y agua salada).

En este sentido, la capacitación busca que los colaboradores aprendan a capturar tempranamente las manifestaciones del pozo, especialmente cuando el perforador debe cerrar el pozo ante un influjo y tomar la decisión correcta, sometido a un ambiente de presión.

La repetición de la tarea, el uso de *check list* rápidos de la condición de su equipamiento y la discusión con los miembros del equipo de trabajo generan que esta tarea sea conocida y el perforador adquiera mayor confianza, claridad de la situación y, cuando deba tomar decisiones, su respuesta será la mejor.

Cómo es el simulador

El DRILLSIM 600 es una réplica de los componentes de los *Rapid Rigs*, propiedad de PAE. Se trata de un simulador personalizado de los equipos de perforación de PAE con tecnología cibernética de avanzada, puede funcionar con paquetes genéricos, personalizados con características y funciones adicionales. El simulador usa gráficos 3D, que imitan en forma realista los equipos que se utilizan en la realidad.

El DRILLSIM 600 requiere entrenamiento específico en unidades HMI (*Human Machine Interface*).

Principales características

- Desde la perspectiva de perforación cibernética, el DrillSIM-600 provee un procedimiento de perforación más realista, que permite perforar como si el trabajador estuviera en el yacimiento.
- Provee entrenamiento especializado y focalizado en un equipo de torre específico.
- Puede ser usado para operaciones de manipuleo de tuberías.
- Posee la opción de utilizar equipo especializado para entrenamiento.
- Los gráficos del DRILLSIM 600 son realistas.
- Tiene la posibilidad de realizar un análisis *fingerprinting* (traza de huellas) para operaciones como conexiones.
- Puede configurarse para diferentes inclemencias de tiempo con sonidos de ambiente reales.
- Múltiples funciones de tanques y piletas.
- Función de autoguardado de pantalla.
- Plataforma de perforación disponible.
- Visualización 3D y soporte para operaciones de bajada de *casing* y viajes de sarta de perforación.
- Configuración de herramientas propietarias para el perforador y el asistente de perforador.
- Operación automática y manual de *iron-roughneck* en un escenario realista.
- Operaciones de manipuleo de tubulares en forma manual y automática en un escenario realista.

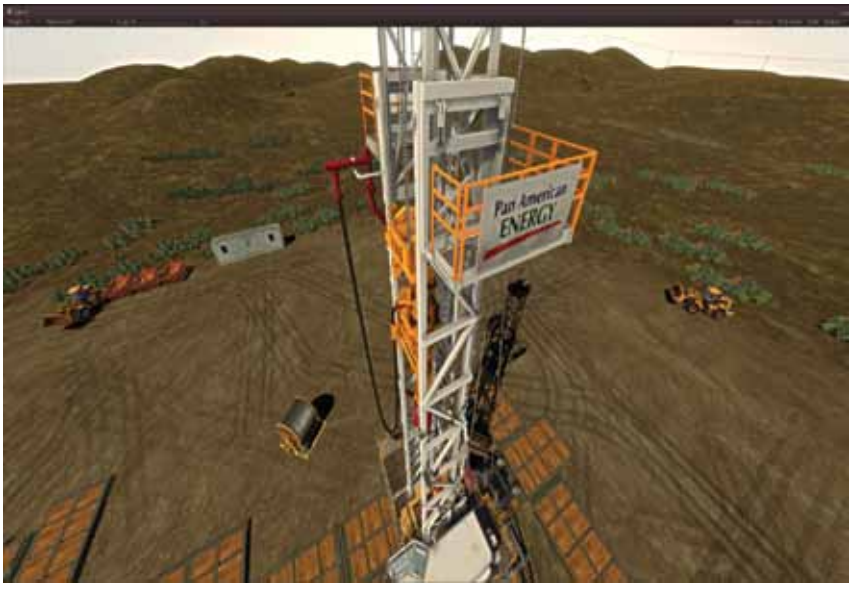


Figura 1. **Imagen virtual del equipo.**

Software

El simulador DRILLSIM 600 usa la versión 2015 de software de sistemas de perforación con funciones mejoradas y capacidades de fallas adicionales, configuración de gradiente de presión y mejoras de modelo de fondo de pozo, entre otras.

Contiene un software más avanzado con un modelo matemático de fondo de pozo robusto.

Entre sus principales características se encuentran las siguientes:

- Gradiente de presión de formación independiente (no acumulativo) que ofrece mejores características de zona de transición.
- Formaciones y detalles de características de pozo (LOT a la profundidad del zapato, temperatura y presión de diferentes profundidades).
- Características de *casing*, herramientas y tamaño de pozos.
- Mejor accesibilidad a los diferentes paquetes y experiencia.
- Características litológicas y formaciones distintivas.
- Geología - características y estratificación de formación.

Gráficos

Los gráficos del simulador DrillSIM-600 representan la versión 3D más actualizada con dibujos de desvío humano que reflejan con más realismo las actividades operativas y el ambiente de los equipos de perforación actuales (Figura 1).

Entre sus principales funciones se destacan las siguientes:

- Distintas opciones de vistas de los gráficos de la superficie y fondo de pozo,
- Cambios de gráficos visuales en vivo con las *manifolds* (*choke y stand pipe*). Incluye *choke* remoto mientras se opera.
- Equipo de fondo de pozo y superficie más claro, distintivo y detallado.
- Generación de imagen mejorada, computadoras y pantallas LCD.
- Visualización del movimiento de las herramientas de fondo de pozo (componentes BHA, tubería de perforación, etc.).
- Visualización de la fractura de formación y pérdida y del flujo de fluido de perforación en la formación.
- Clara visualización del fluido de



perforación que fluye por la sarta, pasa por los recortes de la formación durante la perforación y se mueve hacia arriba por el anular.
- Clara visualización de la migración del influjo de formación de fondo de pozo (gas, petróleo o agua) y su expansión hacia arriba alrededor de la sarta de perforación y a través del anular.
- Pantalla especial que incluye un *joystick* para visualizar los gráficos de fondo de pozo y superficie de equipo perforador.
- Derrame de fluido de perforación en el equipo perforador (por ejemplo, no apagar la bomba de lodo antes de desconectar la tubería de perforación).

Cursos básicos de capacitación DrillSIM-600

Nivel introductorio, perforador y supervisor

- Escenarios: influjo (durante la perforación, maniobrando, gas somero), desviación de gas somero, ahogo de gas somero, *stripping*.
- Temas por desarrollar: identificación de influjos y causas, uso de *blow out preventer* (BOP), circulando influjos fuera del pozo usando uno de los métodos de control de pozo, entre otros.

Prácticas de perforación

- Mejores prácticas de perforación de guía y conductor (gas somero y uso de diverter).
- Mejores prácticas de maniobras.
- Prueba de formación: *Leak-off Test* (LOT), *Formation Integrity Test* (FIT).
- Control de presión.
- Bajada de *casing*.

Prevención de aprisionamiento de tuberías

- Empaquetamiento de pozo.
- Adhesión diferencial.
- Limpieza de pozo.
- Utilización de tijeras.
- Atrapamiento de tubería durante viajes y maniobras.

Manipuleo de tubulares

- *Pipe Racking System: Hydra-Racker, Llaves/Iron Roughneck , Catwalk*.
- Armado de casing y su almacenamiento.
- Stand de tubería y peines.
- Métodos mecánicos y automáticos para colocar tubería centralizada o no centralizada.
- Equipamiento en operaciones duales.

Gerenciamiento de equipos

- Formación y trabajo en equipo.
- Aprendiendo del otro.
- Comunicación, performance y habilidades proactivas.
- Construir confianza en el equipo y mejorar el aprendizaje y habilidades individuales.

Conclusiones

La utilización de simuladores, sobre todo a partir de la aplicación en la aeronavegación, se ha convertido en una herramienta invaluable a la hora de reproducir fielmente los múltiples escenarios que pueden desarrollarse en una operación.

A la vez generará, un nuevo avance en términos de planificación de pozos que es pasar del DWOP (*Drill the Well On Paper*) a DWOS (*Drill the Well on Simulator*).

Sin dudas, la innovación metodológica permitirá acelerar el proceso de aprendizaje, reconocer los peligros, evaluar los riesgos, estandarizar los procedimientos y replicarlos en el sitio de trabajo. Por eso, este nuevo tipo de aprendizaje formará parte de la currícula técnica de la Universidad Corporativa de PAE, el Energy Learning Center, que ha incorporado estos conocimientos en su programa de formación profesional.

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

Caracterización geológica y puesta en valor de la Fm. Quintuco.

Incremento de reservas y producción adicional al Proyecto Vaca Muerta, en Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina

Por ***Ana Marlats, Mauricio Vizioli, Franco Vittore*** y ***Diego Licitra*** (YPF S.A.)



Este trabajo se presentó en el 6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, octubre 2016



Con la premisa de desarrollar e incorporar nuevas reservas, sumar producción adicional al proyecto y maximizar la rentabilidad de pozos ya ejecutados en Loma Campana (Fm. Vaca Muerta), mediante una caracterización integral de subsuelo se identificaron y ejecutaron con éxito reparaciones en pozos que se encuentran en producción por *casing*.

La Fm. Quintuco ha sido productora de hidrocarburos en el ámbito de Loma La Lata desde 1979, a partir del pozo LLL.e-4, con interesantes acumuladas en diversos sondeos, destacándose los pozos LLL-53 (150.000 m^3) y, más recientemente, LLLN.x-1 (121.000 m^3, con una producción de 35 m^3/d).

Si bien el yacimiento Loma Campana es conocido por representar el primer desarrollo No Convencional a gran escala fuera de los Estados Unidos (Figura 1), con el objetivo geológico primario en las fangolitas bituminosas de la Fm. Vaca Muerta, en la actualidad, varios pozos aportan producción de la Fm. Quintuco.

A los fines de sumar producción adicional e incorporar reservas *upside* al proyecto, surgió la idea de poner en valor los reservorios de la Fm. Quintuco, atravesados por los sondeos verticales/dirigidos perforados durante las campañas 2011-2014 con objetivo Vaca Muerta. Para ello, se aprovechó la ventaja operativa de ejecutar las reparaciones al momento de bajar la instalación final de producción a los pozos productores de la Fm. Vaca Muerta que habían sido completados por *casing* en su momento.

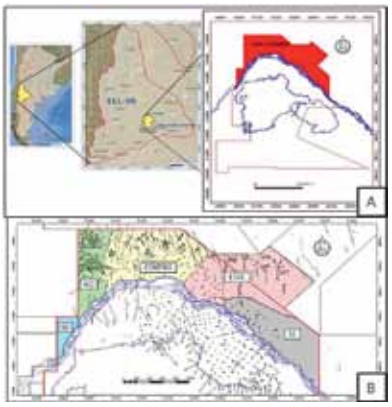


Figura 1. **A. Mapa ubicación Yacimiento Loma Campana. B. Distribución zonal del campo.**

Marco geológico

Desde el punto de vista estratigráfico regional, las formaciones Quintuco y Vaca Muerta están genéticamente relacionadas en su origen depositacional, al ser parte de un sistema depositado entre los períodos Tithoniano-Valanginiano. El modelo depositacional propuesto es una rampa mixta carbonática-silicoclástica, de orientación SE-NO, donde las facies finas de fangolitas bituminosas con alto contenido orgánico constituyen los depósitos pendiente abajo de la Fm. Vaca Muerta, de ambiente marino distal y de centro de cuenca; mientras que las facies carbonáticas de la Fm. Quintuco representan los niveles proximales de la plataforma interna.

La Fm. Quintuco contiene uno de los reservorios más productivos de la cuenca neuquina desarrollados en posiciones proximales, bajo la influencia de un ambiente marino restringido (Carozzi *et al.,* 1993). El mecanismo de entrampamiento es estratigráfico, asociado a un sistema de fisuramiento natural sobrepresionado, dando lugar a comportamientos de pozos con importantes producciones iniciales y declinaciones bruscas (Maretto, 2005).

Teniendo en cuenta consideraciones sismoestratigráficas, interpretación de perfiles eléctricos y principales niveles reservorios se puede subdividir a la Fm. Quintuco en el ámbito de Loma Campana en 3 zonas (Figura 2):

Zona 1: corresponde a la sección inferior de la Fm. Quintuco y

comprende hasta el *marker* denominado internamente PreQ (Maretto *et al*., 2002), con un espesor promedio en el área de 120 m. El intervalo posee característica progradante con una somerización hacia depósitos proximales de plataforma interna, con mayor contenido calcáreo y arenoso en algunas zonas. La superficie PreQ en el ámbito de Loma Campana presenta algunas evidencias de posible exposición subaérea. Por encima del PreQ, el sistema es nuevamente transgresivo, conformando un importante sello de carácter regional. En ciertos sectores del yacimiento, este nivel estratigráfico es productivo a través de fisuras naturales, que al ser intersectadas por la perforación de los pozos se manifiestan evidenciando lecturas anómalas de gas total (300.000 a 1.000.000 ppm) en el perfil de control geológico. Este intervalo se encuentra sobrepresionado, con valores entre 350 y 500 kg/cm^2 (Vittore *et al*., 2014).

Zona 2: conocida como Quintuco Medio, marca el pasaje de geometrías progradacionales a agradacionales con patrones de apilamiento plano paralelos.

Sobre estos reflectores se observan zonas de alta amplitud, asociadas a acumulaciones carbonáticas. Se observa una fuerte disminución de niveles de materia orgánica y litologías margosas. Las litofacies predominantes son *grainstones* y *packstones* oolíticos y oolítico-esqueletales, asociadas a barras carbonáticas de alta energía (Nivel Q), las cuales revisten interés petrolero en Loma Campana y Loma La Lata, dado que varios pozos presentan importantes acumuladas de petróleo referidas a esta unidad.

Zona 3: corresponde a la sección superior de la Fm. Quintuco, la cual comienza con litofacies de fangolitas calcáreas limosas que gradan a *grainstones* y *packstones* oolíticos con estilolitas subhorizontales rellenas de materia orgánica, las cuales presentan interés hidrocarburífero. En este intervalo se localiza el conocido Nivel J, que es responsable de innumerables manifestaciones, principalmente en el sector NO del yacimiento.

Primer proyecto de reparaciones

Una primera etapa el proyecto consistió en identificar y ejecutar diez reparaciones a la Fm. Quintuco en pozos que estuvieran en producción por *casing* de la Fm. Vaca Muerta, ejecutándolas al momento de bajar instalación final de producción, con el objetivo de optimizar la inversión y rentabilidad global del proyecto. La iniciativa giró en torno a las premisas de desarrollar e incorporar reservas, sumar producción adicional y maximizar la rentabilidad de pozos ya ejecutados en Fm. Vaca Muerta.

Asimismo, se buscó respetar las siguientes condiciones de borde: 1) último control de producción menor a 10 m^3/d, 2) pozos sin instalación final de producción, y 3) respetar dos distanciamientos en fondo (600 m) de otro pozo productor del mismo nivel estratigráfico, a fin de minimizar interferencias.

Para la selección de los WO candidatos se realizó una caracterización geológica integral (Figura 3) utilizando la información sísmica 3D existente (PSDM), de la que se extrajeron volúmenes de atributos (por ejemplo, curvatura) a los principales niveles estratigráficos de interés, los cuales realzan la variabilidad a lo largo de la traza sísmica y reflejan discontinuidades que se pueden asociar a fracturas naturales.

Paralelamente, se trabajó con análisis de anomalías de amplitud que se interpretan como barras carbonáticas de *grainstones* oolíticos de origen mareal, depositadas en sentido NO-SE, cuyos bordes fracturados se asocian a los pozos con mayor acumulada del campo (Maretto, 2005).

Otro trabajo de base que se realizó fue la actualización de la correlación estratigráfica de detalle, siguiendo los topes de los principales niveles productivos de la Fm. Quintuco en todo el campo, entre los cuales se destacan los niveles mencionados correspondientes a las zonas 1, 2 y 3.

El seguimiento diario de la perforación de los pozos con objetivo Vaca Muerta, mediante cabinas de control geológico y tecnología de perforación en desbalance (*Under Balance Drilling*, UBD) permitió la identificación de las manifestaciones o *gas kicks,* los cuales se incorporaron a la base de datos existente en el modelo estático. A partir de esa base se generaron mapas a los principales niveles estratigráficos de interés que se tuvieron en cuenta en las propuestas de reparaciones.

También se analizó la información provista por las coronas extraídas en la Fm. Quintuco en el ámbito de Loma La Lata y Loma Campana (tema que se ampliará más adelante).

En la mayoría de las intervenciones, luego de aislar las zonas fracturadas previamente de la Fm. Vaca Muerta, se ejecutaron punzados de 2 a 10 m en 2 a 3 niveles estratigráficos de

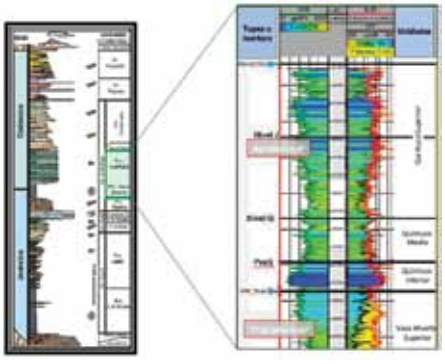


Figura 2. **Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina en la región del Engolfamiento (Brisson y Veiga, 1999). Perfil eléctrico y zonas productivas Yacimiento Loma Campana.**

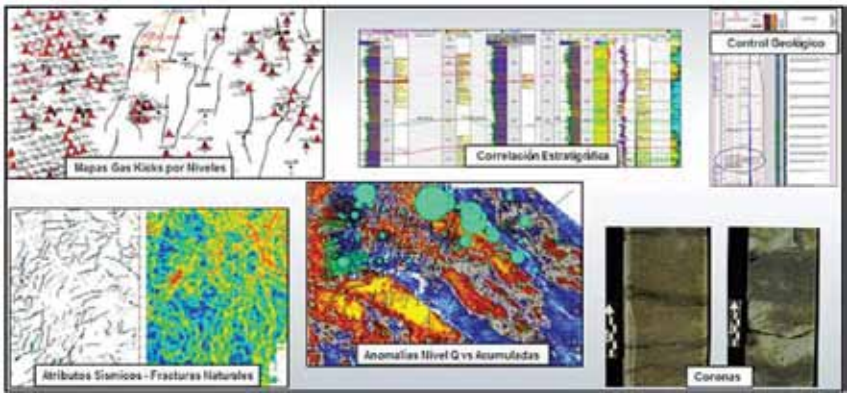


Figura 3. **Elementos de caracterización de subsuelo utilizados como drivers para la identificación de las reparaciones.**

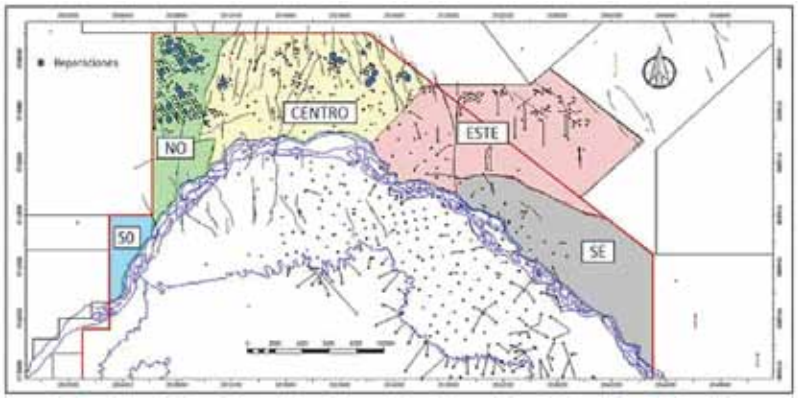


Figura 4. **Mapa con la ubicación de las 20 reparaciones ejecutadas. Campañas 2015.**

interés, estimulando con tratamiento ácido en todos los casos, ensayando selectivamente cada capa y finalmente se procedió al rotado de tapones y bajada de instalación de producción. Se usó ácido clorhídrico al 15% bombeado a bajo caudal.

Los alentadores resultados de producción obtenidos en la primera etapa de intervenciones y los indicadores económicos del proyecto respaldaron la decisión de ejecutar una segunda fase de 10 reparaciones adicionales (Figura 4).

Segundo proyecto de reparaciones

En el marco del desarrollo de un posterior análisis de oportunidades, se establecieron nuevos criterios de selección y evaluación de pozos, basados principalmente en un estudio integrado de propiedades de subsuelo. Esto tiene como objetivo no solamente optimizar la cantidad y la calidad de los pozos candidatos a reparar, sino también definir una optimización del recurso respecto a la campaña de reparaciones anterior.

Este nuevo enfoque se desarrolló progresivamente a través de la caracterización de litofacies predominantes de la formación, sobre las cuales, posteriormente se definen aquellas que conforman el reservorio de hidrocarburos (calizas) y facies sellos (pelitas).

Análisis de facies sedimentarias e identificación de reservorio

Con el objetivo de contar con una caracterización directa de la formación, se realizaron descripciones sedimentológicas de litofacies a mesoescala de los testigos corona correspondientes a 6 pozos del yacimiento Loma La Lata-Sierra Barrosa ubicado al S y SO de Loma Campana (Figura 5). El total de metros descriptos fue de 311,5, de los cuales 275,5 m se lograron ubicar en profundidad para el análisis. Los intervalos coroneados corresponden principalmente a los Niveles J, Q y PreQ. Para el análisis digital, se tuvieron en cuenta, además, las descripciones sedimentológicas de 4 pozos adicionales (Massaferro *et al*., 2009).

Dado la amplia heterogeneidad litológica, textural, estructural y composicional presente en la formación, donde se reconocen hasta 19 litologías presentes, se buscó una simplificación para tener un número razonable de litologías con posibilidad de ser resueltas o diferenciables con los perfiles eléctricos. Así se asociaron en base a sus composiciones en 5 grupos: pelitas silicoclásticas, *floatstones* de ostras, *grainstones y packstones* oolíticos/fosilíferos, carbonatos fango-sostén y limolitas/arenas muy finas (Cuadro 1). Cabe mencionar que se adopta la clasificación de Dunham (Dunham, 1962) para rocas carbónaticas y de Folk (Folk, 1974) para rocas silicoclásticas.

La litofacies de pelitas silicoclásticas abarca los litotipos finos de la secuencia, tanto sus variedades carbonáticas, como los términos híbridos (margas arcillosas). En general, se desarrolla en forma continua con una potencia mayor a 0,30 m, o como

LITOFACIES SEDIMENTARIAS	LITOLOGIAS
Pelitas silicoclásticas	Fangolitas, arcillitas; fangolitas y arcilitas calcáreas; fangolitas limosas; margas arcillosas.
***Floatstones* de ostras**	Floatstones de ostreidos con matriz pelítica o carbonática.
***Grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos**	Grainstones oolíticos, fosilíferos, peloidales. *Packstones* asociados, oolíticos y/o bioclásticos.
Carbonatos fango-sostén	Mudstones, wackestones y margas calcáreas. En general se encuentran intercalando con pelitas silicoclásticas y ocasionales packstones.
Limolitas/arenas muy finas	Vaques limosos; arenitas muy finas a medianas; arenitas calcáreas.

Cuadro 1. **Litofacies sedimentarias reconocidas en testigos corona de Fm. Quintuco.**

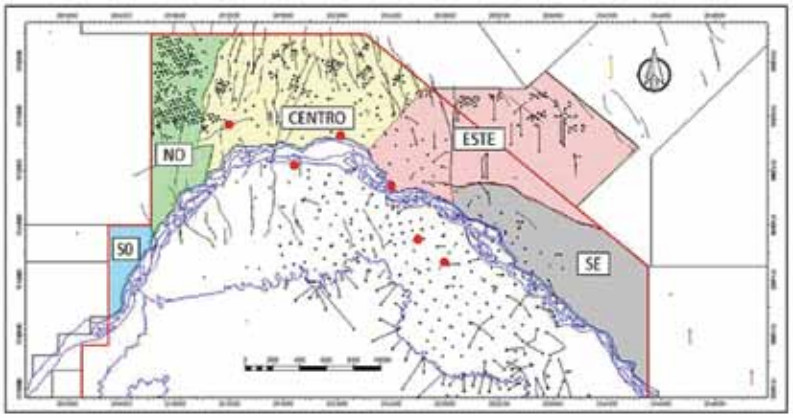


Figura 5. **Mapa con la ubicación de los pozos con testigo corona de Yacimiento LLL-Sa Barrosa.**

niveles delgados alternando rítmicamente con calizas. Con frecuencia se presenta masiva, aunque es común la laminación paralela y las capas bioturbadas. Su predominancia en el intervalo analizado es del 32% (Figura 6A).

La litofacies de *floatstones* de ostras comprende bancos discretos y continuos de entre 0,5 y 2 m aprox. de potencia, de un enjambre caótico de valvas desarticuladas y fragmentadas de ostreidos en una matriz pelítica o carbonática. Las mismas generan horizontes guía principalmente dentro de los niveles Q y PreQ, representando el 3,5 % del intervalo (Figura 6B).

Los *grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos constituyen las litofacies predominante (un 40,6%) conformándose exclusivamente de calizas de grano grueso. Es común la asociación con rocas de tipo *wackestone* en forma de intercalaciones. Se desarrolla principalmente como cuerpos continuos de contacto neto, o discontinuos en niveles delgados alternantes con pelitas. Como rasgo característico, a diferencia de otras litofacies, es la única donde se observan claramente microfisuras y fisuras de compactación (estilolitas) escasas y de distribución errante, ocasionalmente, rellenas de hidrocarburo seco (Figura 6C).

Los carbonatos fango sostén comprenden, principalmente, las calizas matriz soportadas (*mudstones* y *wackestones*) y términos híbridos carbonáticos (margas calcáreas). Su distribución es discontinua, en intercalaciones de calizas *packstones* o *grainstones* o intervalos pelíticos, como también conformando bancos discretos de aprox. 1 m de espesor. Se observaron fisuras muy delgadas, cortas e irregulares (Figura 6D).

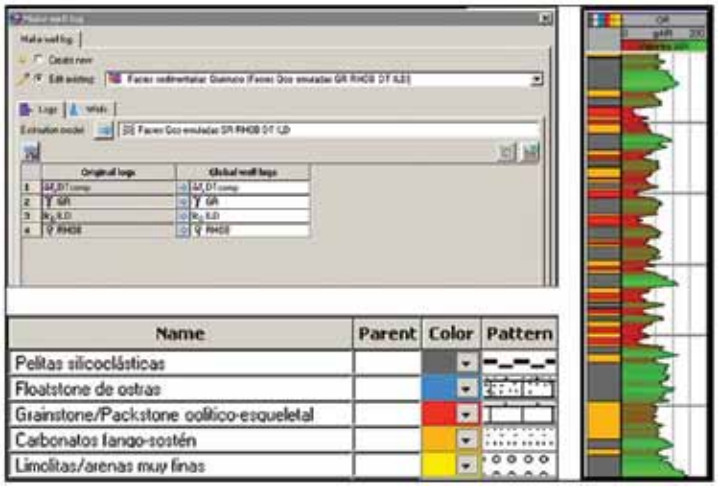


Figura 7. **Procedimiento de redes neuronales en software de modelado geológico. El resultado de la operación es un perfil de litofacies emuladas.**

Finalmente, la litofacies de limolitas/arenitas muy finas agrupa los términos clásticos más gruesos, desde tamaño limo a arena mediana. Se distribuye en paquetes principalmente continuos de escasa potencia, representando el 14% del intervalo. Vale aclarar su diferenciación de las "calizas arenosas" las cuales tratan de variedades de calizas *mudstone*/*wackestone*/*packestones* con aprox. El 30% o más de líticos arenosos (Figura 6E).

La caracterización sedimentológica de facies permitió, posteriormente, crear en *software* de modelado geológico corporativo una red neuronal de facies simuladas a través de la digitalización de las mismas en los pozos correspondientes (Figura 7).

Se utilizaron los registros de rayos gamma, sónico, resistividad y densidad como datos de entrada para las iteraciones de la red. El resultado, fue un registro de litofacies simuladas, creado para cada pozo del yacimiento que cuente con este grupo de registros. De esta manera, se obtuvo una homologación de facies desde el yacimiento Loma La Lata-Sierra Barrosa a Loma Campana. El coeficiente de correlación lineal obtenido fue máximo para las litofacies de *grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos (0,75).

Para conocer qué litologías corresponden al reservorio de la formación, se llevaron a cabo varios análisis estadísticos. Al realizar correlaciones con los registros de litofacies emulados, se logró identificar y cuantificar las litologías correspondientes a las capas más productivas de los pozos reparados en la campaña anterior, haciendo uso de los resultados de perfiles de producción. De este análisis, se observó que las mismas correspondían a facies de calizas (carbonatos fango-sostén y *grainstones*/*packstones* oolíticos/fosilíferos).

De la misma manera, al analizar las profundidades correspondientes a las presiones de *gas kicks* más elevadas ocurridas durante la perforación (> 7100 psi), se identificaron a las calizas mencionadas como componente principal de estos niveles, con las facies de limolitas/arenitas muy finas subordinadas.

La porosidad de estos niveles productores estaría dada por microfisuras y fisuras de compactación (estilolitas) y/o porosidad matricial (móldica/ intergranular/ intragranular), según se observó en muestra de mano y cortes petrográficos de los testigos corona correspondientes a niveles de calizas (Figura 8).

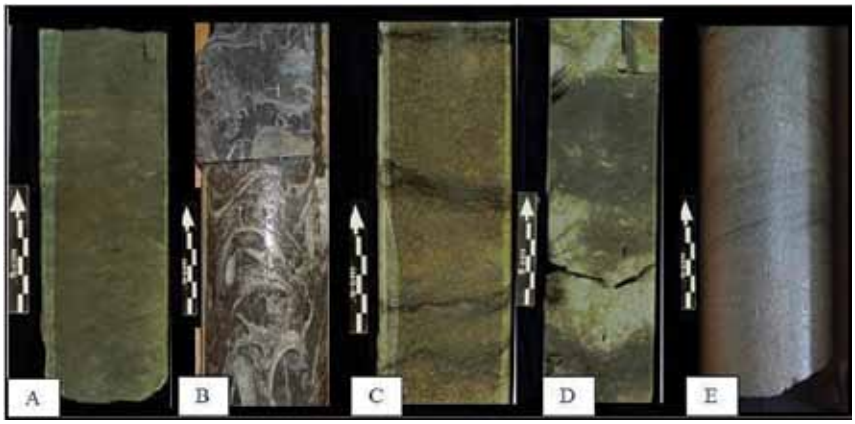


Figura 6. **Testigos corona con litofacies reconocidas en Fm. Quintuco. A. Pelitas silicoclásticas; B. Floatstones de ostras; C. Grainstones y packstones oolíticos/fosilíferos; D. Carbonatos fango-sostén; E. Limolitas/arenitas muy finas.**

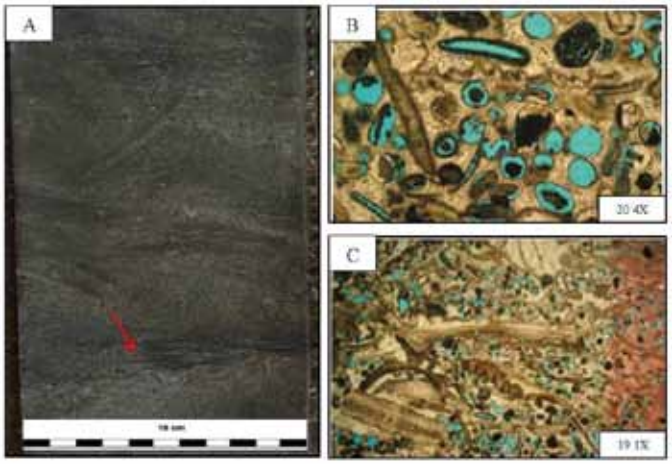


Figura 8. **Porosidad observada en facies de grainstones oolíticos- fosilíferos. A. Estilolita con relleno parcial a total de hidrocarburo seco en muestra de mano de testigo corona (flecha). B y C. Porosidad por disolución de partículas carbonáticas (oolitas) y fragmentos bioclásticos.**

Caracterización geológica de subsuelo y matriz de decisión

La perforación de pozos con objetivo Vaca Muerta realizados entre la campaña de reparaciones anterior y la propuesta actual, dio lugar al aporte de una gran cantidad de información de subsuelo a la base de datos anteriormente descripta.

Con el objetivo de optimizar los criterios de selección de pozos por reparar y las zonas que se punzarán, se confeccionaron mapas de presiones porales por nivel y mapas y perfiles de porosidad de facies reservorio (Figura 9).

Con las correlaciones sismo-estratigráficas y con los registros emulados de facies, se buscó identificar intervalos de calizas continuos, en zonas fracturadas identificadas en sísmica.

Evaluación de pozo candidato

Criterios de pre-selección	**Análisis de datos**	**Consideraciones**			
1. Relación con plan de reparaciones 2015	Mapa del área/ Cap. IV	Evaluar zonas productivas y lecciones aprendidas			
2. Producción actual de pozo	Cap. IV	Valores inferiores a 2 m^3/día			
3. Ensayos	OFM	Capas ensayadas durante la perforación			
Criterio	**Análisis de datos**	**Rango de valores asignados**			
4. Antecedentes de admisiones influjos/ perforación	Registro UBD con dato exacto de profundidad / Mapas por nivel	<5500 psi 0,2	5500 - 6500 psi 0,4	6500-7500 psi 0,8	> 7500 psi 1
5. Manifestaciones durante la perforación de pozos vecinos en el mismo nivel	Registros de UBD y/o partes diarios operativos en pozos viejos		**NO** 0	**Sí** 0,5	
6. Presencia de fallas naturales que sean atravesadas por el pozo	Evaluar atributos sísmicos y polígonos de falla por nivel	**NO** 0	**adyacencias*** 0,5	**Sí** 0,75	
7. Distanciamiento en fondo de pozos productores de Fm. Quintuco	Mapa del área / Cap. IV	0- 300 m 0	200-600 m 0,5	>600 m 0,75	
Criterio para niveles a punzar	**Análisis de Datos**	**Consideraciones**			
8. Relación reservorio-sello nivel de interés	Correlaciones con log de facies	Identificar litologías reservorio/sello y su relación. Desestimar capas reservorio < 2 m potencia.			
9. Porosidad	Mapas y perfiles de porosidad	Buscar relación matriz / fisuras			
Criterio	**Análisis de Datos**	**Excluyente**			
10. Integridad del pozo	Huincul / I well File	Infraestructura adecuada (entubado, cemento, s/pesca, daños, etc.)			

Cuadro 2. **Criterios de selección de pozos candidatos.**

Un análisis de solubilidad al HCl al 15%, realizado en porciones de muestra de testigos corona de cada una de las facies, demostró que la capacidad de disolución del ácido es mayor en los *grainstones/packstones* oolíticos (del 74%) como también elevada en los carbonatos fango-sostén (un 47,3%) respecto del resto de las litologías (inferior al 25%). Esto soportaría la efectividad de planificar y realizar los punzados ácidos en este tipo de litologías y la importancia de una efectiva predicción de las mismas.

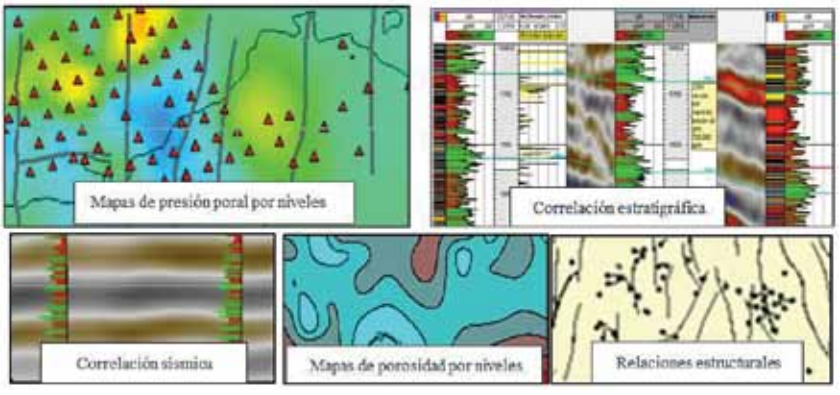


Figura 9. **Mapas y variables geológicas consideradas en el nuevo flujo de trabajo.**

Para ello se ha hecho uso del reprocesamiento de la sísmica 3D existente (PSDM) en distintos atributos sísmicos y anomalías de amplitud. En ellos se analizaron los lineamientos, las zonas deformadas y la relación con manifestaciones. En cortes sismoestratigráficos, se evaluó además, las anomalías de amplitud y discontinuidad en los reflectores sísmicos para identificar deformación, y relación con niveles productivos de pozos.

Paralelamente, se identificaron las variables y condiciones más relevantes en la búsqueda de zonas de interés y pozos perforados que puedan conformar candidatos a ser reparados. Los mismos se enumeran y describen en el cuadro 2.

Se estableció un rango de valores calificativos para los criterios del 4 al 7, donde se consideran excluyentes los pozos cuya sumatoria de variables es inferior a 2. El uso integrado de estos criterios permitió mejorar la toma de decisiones y estableció un procedimiento más robusto y consolidado respecto al considerado en la campaña de intervenciones previa.

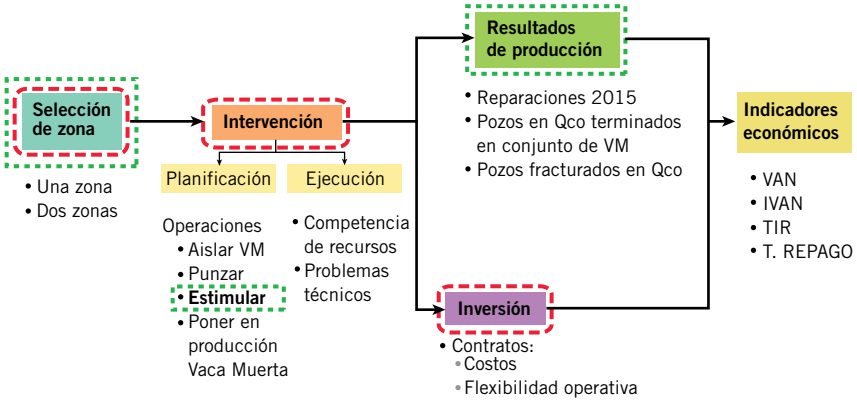


Figura 10. **Variables asociadas a la producción (recuadros verdes en línea punteada). Variables asociadas a la inversión (recuadros rojos en línea punteada).**

Resultados

Mediante el nuevo procedimiento de trabajo se lograron seleccionar un total de 14 propuestas de reparaciones distribuidas en las zonas Oeste y Centro del campo. Por cada nivel de interés, se han propuesto entre 2 y 3 punzados.

Con el objetivo de conocer cuánto se podría haber optimizado el proyecto de reparaciones anterior, tomando en cuenta estos parámetros de selección de pozos y niveles a punzar, se re-validaron a nivel de subsuelo las capas estimuladas de los pozos intervenidos. Al comparar el resultado productivo de cada una de ellas (éxito-fracaso), se pudo determinar que varios niveles ejecutados no se hubiesen seleccionado.

Mejora continua y optimización del proyecto

Generalmente, los proyectos se evalúan mediante indicadores económicos que reflejan la relación entre la inversión realizada y la producción obtenida. Los factores que tienen incidencia en estos dos grandes rubros son muchos, y el efecto que provocan no se puede desestimar antes de comenzar la planificación de los mismos. Como se aprecia en la figura 10, se destaca la importancia de estas variables y su relación con el resultado económico global, se ponen de relevancia dos aspectos que impactan en los resultados esperados de producción, como la selección de la zona reservorio y la forma en que estimulamos el reservorio. Asimismo, la cantidad de zonas seleccionadas y la amplitud de los punzados condicionan el tipo y la cantidad de operaciones de WO (incluida la estimulación), y su inversión asociada.

El conocimiento técnico controla la estrategia integral del proyecto y, por ende, sus resultados. Por ejemplo una baja inversión en estimulación, asociada a una menor producción de la que se obtendría con mejores prácticas, redundaría en un mejor ratio producción/inversión que el que se obtendría con una mejor estimulación, y una producción asociada mayor pero que no compensa una inversión más cara. Es aquí donde la mejora continua. En la figura 11 se presenta una gran herramienta de optimización, con el conocimiento adquirido en cada intervención de pozo para mejorar la siguiente. En base a esto, se abordaron las siguientes líneas de trabajo en forma simultánea:

- Intervenciones de WO: mejora de tiempos, competencia de recursos, adecuación de contratos, aplicación de nuevas tecnologías (por ejemplo, intervenciones *through tubing* y tapones solubles).
- Conocimiento del reservorio: a través de perfiles de producción, se logró confirmar las asunciones respecto de las zonas seleccionadas, la estrategia de punzados y las estimulaciones.

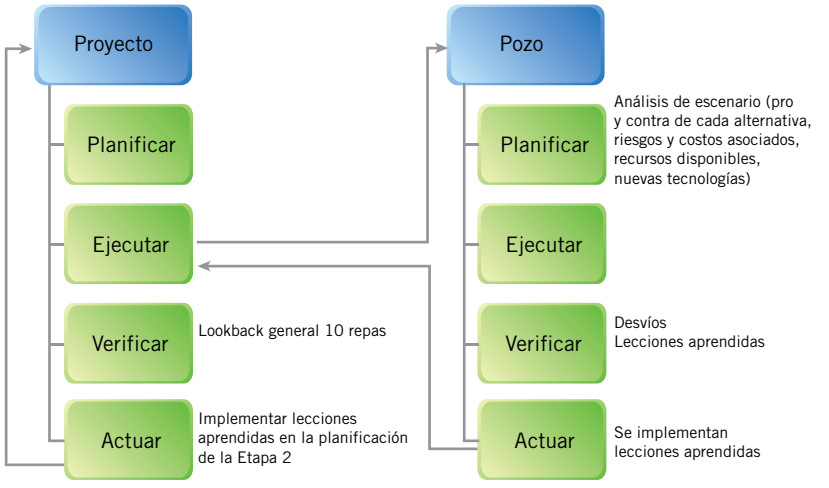


Figura 11. Proceso de mejora continua implementada.

Optimización de las estimulaciones

Para introducir el tema, primero es necesario comprender el objetivo de las estimulaciones y por qué optamos por la conveniencia de realizar tratamientos ácidos en lugar de fracturar hidráulicamente los reservorios. Teniendo en cuenta que la Fm. Quintuco ha producido de varios yacimientos en la cuenca neuquina desde hace décadas, se aprovechó el *know-how* en el gerenciamiento de este tipo de reservorios carbonáticos.

Las características mencionadas de esta formación, en el ámbito de Loma Campana (sobrepresionada y fisurada naturalmente), conllevan a aplicar técnicas de control de pozo durante la etapa de perforación, como circular, aumentar la densidad del lodo y bombear materiales obturantes y de puenteo, lo cual trae aparejado una invasión profunda en la formación de difícil tratamiento. Con el fin de subsanar o minimizar este daño se aplican los tratamientos ácidos a costos sensiblemente menores comparados con ejecutar fracturas hidráulicas.

En las primeras intervenciones realizadas se punzaron intervalos amplios y varios *clusters* por etapa de estimulación. Debido a la considerable distancia vertical entre etapas (por ejemplo, niveles J y Q), no es posible realizar un tratamiento en conjunto. A un mismo caudal de tratamiento, a mayor número de punzados, menor capacidad de generar divergencia para poder contactar mayor volumen de roca.

A medida que se realizaron las intervenciones, se corrieron perfiles de producción, los cuales evidenciaron que, en la mayoría de las etapas, solo un clúster aportaba fluido, y dentro de este solo una porción contribuía al sistema. El hecho de reconocer qué niveles aportaban producción, permitió disminuir la cantidad y el tamaño de los punzados reduciendo tiempos y costos operativos asociados.

Con esta información se trabajó en la mejora de la estimulación ácida bajo los términos contractuales vigentes referidos a limitaciones de caudal, nuevas tecnologías, divergentes químicos y ácidos autodivergentes, entre otros. En las imágenes de la figura 12 se muestra el aumento de la cantidad de punzados productivos gracias a la utilización de los productos mencionados.

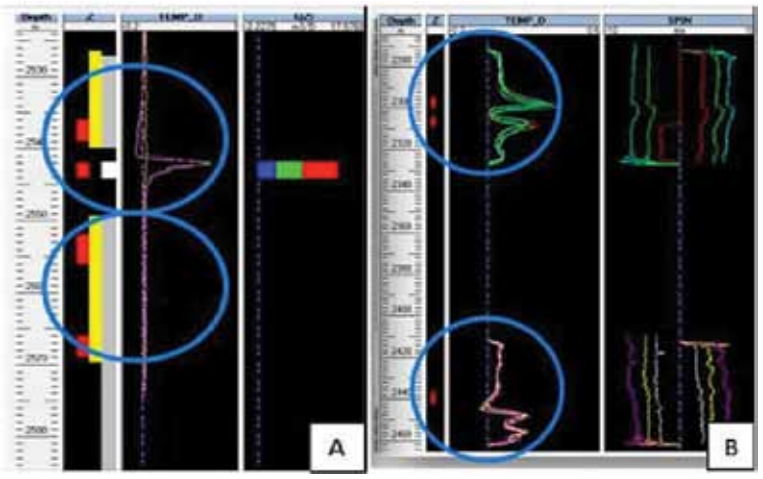


Figura 12. **A. Pozo sin divergente, un solo punzado registra fluido. B. Pozo con divergente, todos los *clusters* aportan fluido. El track TEMP_D corresponde a la derivada de la temperatura, los picos de este *track* permiten distinguir ingresos de fluido en el pozo. En la figura A un solo punzado (barras rojas) muestra un pico, o sea, un solo punzado produce. Mientras que en la figura B los tres *clusters* tienen picos en el *track* de TEMP_D.**

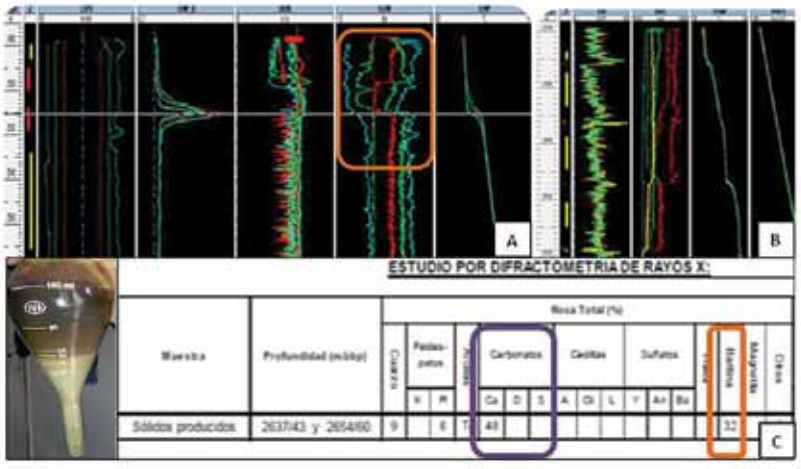


Figura 13. **A. Pozo acidificado: reversión de los spinners. B. Pozo fracturado: sin reversión de *spinners*. c. Muestra de emulsión (color marrón oscuro) y precipitado de barita (color marrón claro) y detalle análisis difractometría de rayos X.**

En otra línea de investigación, se confeccionó una base de datos de muestras de boca de pozo e información de perfiles de producción de los pozos estimulados (acidificados y fracturados hidráulicamente), y se comprobó que los pozos que fueron acidificados producían emulsión en cabeza, y en fondo revertían los *spinners* (Figura 13A), lo que se debe a un cambio brusco en las propiedades de los fluidos como la densidad y la viscosidad. Mientras que los pozos fracturados no producían emulsión y no revertían los *spinners* (Figura 13B), pero al igual que los acidificados presentaban un sólido precipitado en fondo, el cual se analizó mediante difractometría de rayos X, resultando ser barita del lodo de perforación junto con material de la formación (Figura 13C). Cabe mencionar que se detectaron pozos con grandes cantidades de relleno luego de ser acidificados, presumiblemente asociados a la desconsolidación del cemento carbonático de la matriz de formación debido a la reacción química.

Para determinar la manera óptima de tratar la emulsión, se estudió su naturaleza y los factores que podían darle origen, para lo cual se realizaron ensayos de compatibilidad entre:

- Fluido de formación y sistema ácido (Informe de laboratorio N Est 009/15).
- Componentes de la formación y sistema ácido (Informe de labora-

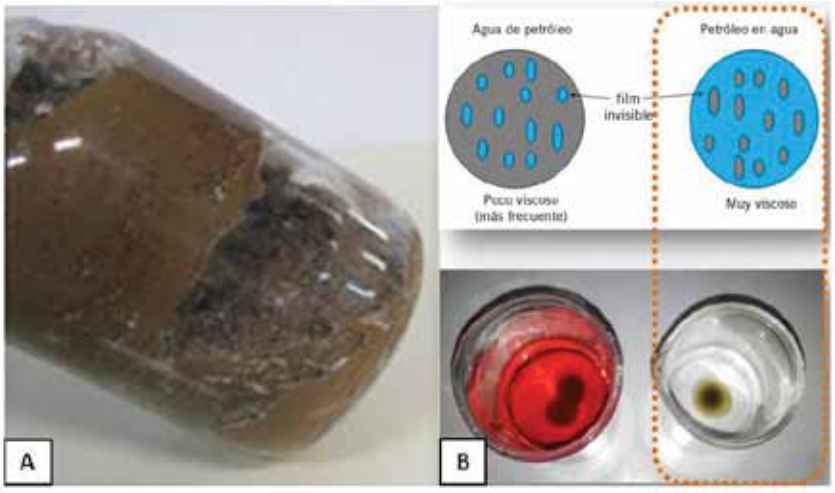


Figura 14. **A. Muestra luego de 30' de reacción a 90 °C. B. Ensayo para determinar el tipo de emulsión formada.**

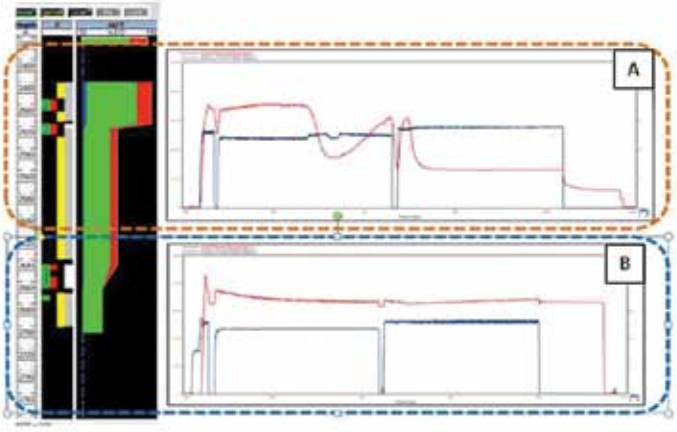


Figura 15. **A. Buen comportamiento de estimulación/producción. B. Pobre comportamiento de estimulación/producción.**

torio N Est 010/15).
- Fluidos de terminación y sistema ácido.
- Fluidos de las Fms. Quintuco y Vaca Muerta.
- Fluidos de perforación y sistemás ácidos (Informes de laboratorio N Est 020/15 y 004/16).

Todas las pruebas resultaron positivas, excepto por los fluidos de perforación (Figura 14A). Al entrar en contacto lodo, en este caso emulsión inversa, con ácido (HCl 15%) se formó inmediatamente una emulsión de alta viscosidad, estable a temperatura de formación. De la muestra tomada de uno de los pozos se pudo comprobar mediante un ensayo que la emulsión posee una fase continua acuosa, altamente difícil de tratar y romper con tratamientos químicos debido a su fuerte estabilidad (Figura 14B).

Debido al daño de formación provocado por esta reacción, se corrieron análisis complementarios tratando de simular las condiciones en fondo de esta clase de daño. Se llegó a la conclusión de que la mejor alternativa para subsanar el daño es fracturar sobre el mismo, y para futuras intervenciones evitar la formación de la emulsión a través de un pre-flujo de solvente.

Mediante el estudio del comportamiento de las cartas de estimulación y la correlación con los perfiles de producción, se puede apreciar dos comportamientos típicos, uno de ellos asociado a etapas de muy buena productividad, y otro relacionado a etapas que no produjeron, o bien, que no resultaron económicamente atractivas.

La carta de estimulación exhibida en la figura 15 presenta las siguientes características:

- Al llegar el ácido a fondo, la presión de tratamiento disminuye y se mantiene baja para el resto de la operación. Esto indica que hay una gran reacción entre el ácido y la formación.
- Bajo ISIP final en comparación con la carta de fractura inferior. En la carta inferior (Figura 15B) se observa que la formación se sobrepresionó por el bombeo y que los ISIPs correspondientes a Quintuco son correspondientes a la carta superior (Figura 15A).
- Rápida disipación de la energía (esto se asocia a un sistema de fracturas naturales).

Producción y desarrollo de reservas

En la planificación del proyecto se confeccionó un pozo tipo en base al historial de pozos que quedaron en producción de la formación Quintuco (pozos con objetivo primario en la formación Vaca Muerta que, por distintos problemas durante la perforación, no lograron producirla). Esta información y el cronograma de intervenciones propuestas definieron la curva de producción y los indicadores económicos esperados para el proyecto.

En la figura 16 se muestra la comparativa entre los resultados de producción proyectados y los reales para los primeros 12 meses de historia de las reparaciones, el tiempo cero es la fecha de enganche de la primera de ellas. Como se puede apreciar en los gráficos, la producción obtenida superó el proyectado, de modo que en los primeros 12 meses se obtuvo un acumulado del 20% superior al proyectado.

Además del éxito de producción, este proyecto permitió desarrollar reservas a la fecha, por 400 kbbl y 512 kboes.

Conclusiones

Se probó con éxito la ejecución de intervenciones a la Fm. Quintuco en pozos que estuvieran en producción por *casing* de la Fm. Vaca Muerta, ejecutándolas al momento de bajar instalación final de producción, lo que permitió reducir costos operativos, sumar producción adicional y maximizar la

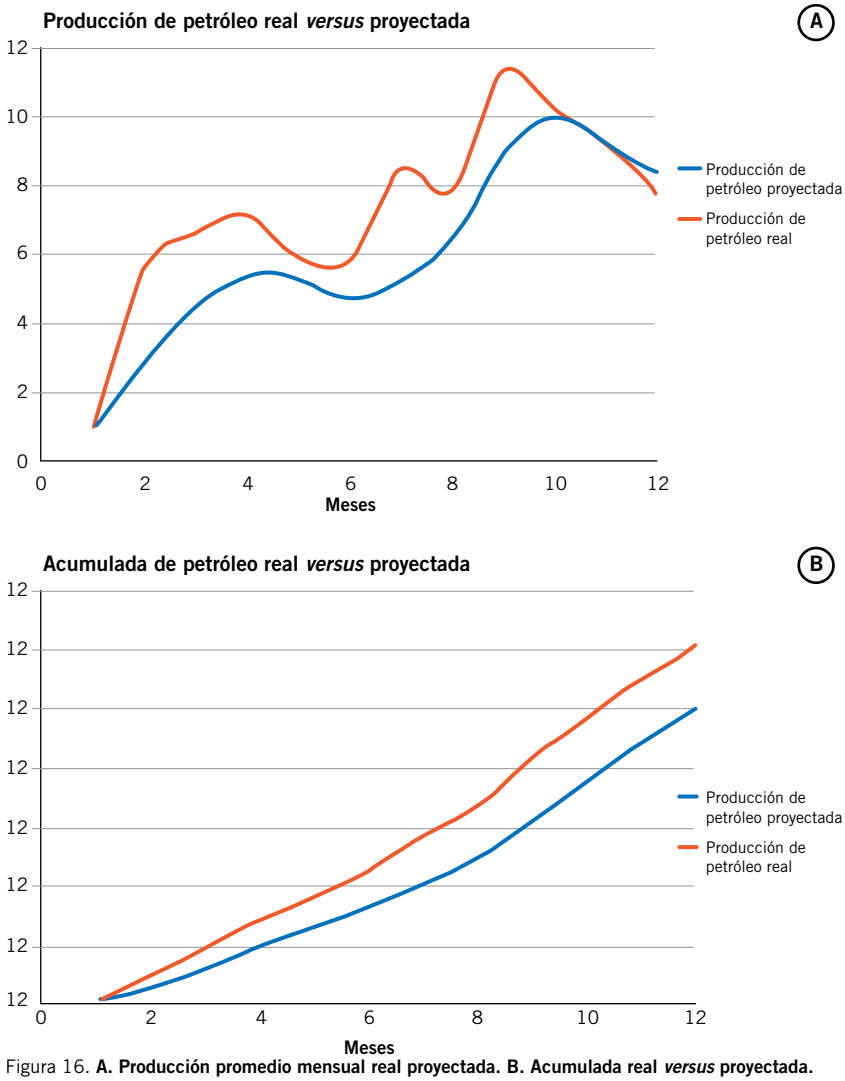


Figura 16. **A. Producción promedio mensual real proyectada. B. Acumulada real *versus* proyectada.**

rentabilidad global del proyecto.

Las técnicas de gestión de la calidad y la mejora continua llevadas a cabo, optimizaron el diseño y la ejecución de las intervenciones, mejorando la estrategia de punzados, la eficiencia y el tipo de las estimulaciones, y fomentando el empleo de nuevas tecnologías.

El nuevo *workflow* de caracterización estática desarrollado permitió identificar mediante el uso de redes neuronales que tomaron como inputs coronas y perfiles eléctricos, los reservorios con mayor probabilidad de albergar hidrocarburos y la definición de nuevas oportunidades de desarrollo de reservas a corto plazo.

La productividad de las reparaciones del proyecto excedió en un 20% el pozo tipo proyectado y permitió desarrollar reservas a la fecha por 400 kbbl y 512 kboes.

Agradecimientos

Agradecemos a YPF S.A. por autorizar la publicación de este trabajo y a los valiosos aportes técnicos al proyecto de los colegas Sergio Zampieri, Hernán Maretto, Juan Quiroga y Luciano Monti.

Bibliografía

Brisson, I. y R. Veiga, 1999, Gira de Campo. Cuenca Neuquina. Provincias de Neuquén y Mendoza. Repsol-YPF. Informe Inédito.

Carozzi, A., A. Orchuela y M. L. Rodríguez Schelotto, 1993, "Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco-Loma Montosa Formation, Neuquen Basin, Argentina", *Journal of Petroleum Geology*, V. 16(4), october, pp. 412-450.

Dunham, R. J., 1962, "Classification of carbonate rocks according to depositional texture en W.E. Hamm" (ed.), *Classification of Carbonate Rocks, American Association of Petroleum Geologists Memoir 1*, pp. 108-121.

Estudio sedimentológico de pozo LLL-78. LCV srl, Informe interno, 2008.

Massaferro *et al.*, 2009, "Multidisciplinary study for prediction, characterization and modelling of carbonate reservoirs: Quintuco Formation", Informe interno YPF.

Folk R. L., 1974, *Petrology of sedimentary Rocks*, Hemphill, Austin, 172 p.

Informe de laboratorio N Est. 009/15: Compatibilidad entre Petróleo y sistemas ácidos, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 010/15: Ensayo de solubilidad de *Cuttings*, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 020/15: Análisis cualitativo de muestra producida, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 004/16: Ensayos de compatibilidad lodo de perforación (OBM) *versus* HCl, Informe Interno.

Maretto, H. M., H. J. Verzi y M. L. Fernández, 2002, "Modelo Prospectivo en carbonatos de la Formación Quintuco", IX Reunión Argentina de Sedimentología, Resúmenes, Córdoba, Argentina, p. 130.

Maretto, H., 2005, "Trampas asociadas a las Fm. Quintuco y Lotena, Yacimiento Loma La Lata, Cuenca Neuquina; Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, pp. 289-297.

Olmos, M., H. Maretto., D. Lasalle., O. Carbone y C. Naides, 2002, "Los reservorios de la Fm. Quintuco; Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, pp. 359-382.

Vittore, F., D. Licitra., J. Quiroga., A. Rosemblat y E. Lovrincevich, 2014, "Caracterización Estructural, Estratigráfica y Sedimentológica de la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, pp. 653-672.



Este trabajo comparte las experiencias desarrolladas con el objetivo de perforar pozos de gas en Yacimiento Cerro Dragón inviables con los sistemas tradicionales. La solución técnica fue una instalación similar a la utilizada en pozos inyectores denominada *Auto Gas Lift*.

Por ***Carlos De la Fuente, Miguel Ángel Muñoz, Sebastián Cárdenas, Santiago Mendes Carolino, Guillermo Sebastián Sosa*** y ***Walter Eduardo Díaz***
(Pan American Energy)

Este trabajo se presentó en el 6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, Octubre de 2016.

En 2012 se propuso comenzar a completar los pozos surgentes con instalación selectiva. Se implementó en tres pozos con diferentes desafíos técnicos por resolver, lo que generó la adecuación de la instalación para cada caso. Se siguió el ensayo de cada pozo capa a capa, pero sin separador en boca de pozo por falta de disponibilidad. En el año se completó solo un pozo con BM, en 2013 se siguió el desarrollo completando otros tres pozos con instalaciones selectivas y solo un pozo con BM producto de su resultado post-ensayo con WO (*Workover*).

Evolución y mejoras en instalaciones de producción en pozos gas del D-1

En 2014 se masifica y se mejora la instalación con el empleo de TBG de Ø 2 $^{3}/_{8}$" en la zona a seleccionar, y se ensayan los pozos con registro PLT (*Production Logging Tools*). Esto generó una reducción en horas de equipo WO de 224 a 76 horas. Se evitó el ahogo de las capas que se realizaba al ensayar de forma tradicional. Nos proporcionaba información sobre el comportamiento del pozo en conjunto y condiciones de surgencia (dinámicas). El único limitante de esta metodología era un potencial de pozo insuficiente para surgir por CSG Ø 5 ½" (se fijaba un PKR por encima del punzado más somero y TBG de Ø 2 7/8" hasta la boca de pozo). Por último, nos brindaba tres puntos de presión y temperatura en fondo (surgencia por orificio de 50 mm, 12 mm y 8 mm), lo cual permitió definir, con mayor precisión, el

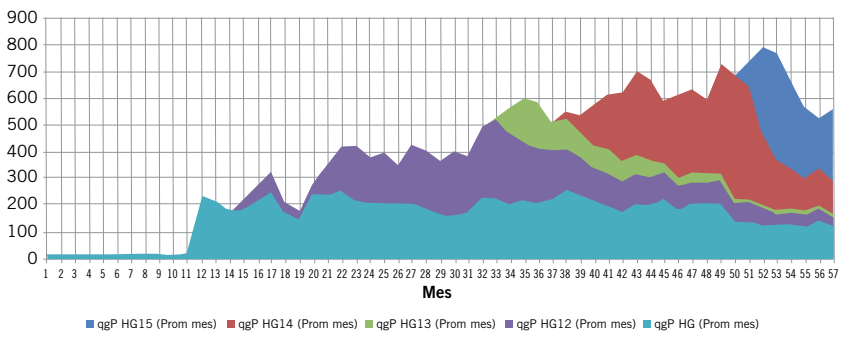


Figura 1. **Curvas de producción por campañas de perforación desde 2011 hasta 2015 inclusive.**

NÚMERO	DESCRIPCIÓN	BAJADO		PROFUNDIDAD	
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
N° 15292	Válvula de fondo x 2 7/8»	1	0,20	2439,43	2443,30
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 1)	1	9,64		
	ASIENTO BHD 2 7/8	1	0,35		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 2)	1	9,65		
N° S/N	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 1 NOVADRILL 2N	1	3,66	2416,13	2420
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 3)	1	9,56		
N° 13009	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 1 NUEVO	1	1,34	2405,23	2409,10
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 4 al 8)	5	48,22		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10› DURALITE	1	3,08		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8› DURALITE BLANCO	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 9 al 13)	5	48,20		
N° 1104563906	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 2 CRINS 2N	1	3,66	2299,63	2303,50
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 14 al 18)	5	48,15		
N° 12063	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 2 NUEVO	1	1,35	2250,13	2254
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 19 al 22)	4	38,62		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6› DURALITE BLANCO	1	1,83		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 23 al 27)	5	48,21		
N° 13002	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 3 NUEVO	1	1,34	2160,13	2164
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 28 al 30)	3	28,93		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8› DURALITE BLANCO	1	2,44		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10› DURALITE	1	3,08		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 31 al 32)	2	19,29		
N° 1104561009	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « - N° 3 CRINS 2N	1	3,66	2102,73	2106,60
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 33 al 58)	26	250,35		
N° 13011	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 4 NUEVO	1	1,35	1851,03	1854,90
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 59 al 61)	3	28,92		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12› DURALITE	1	3,68		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12› DURALITE	1	3,68		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 62 al 63)	2	19,28		
N° 13008	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 5 NUEVO	1	1,34	1794,13	1798
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 64 al 66)	3	28,94		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12› DURALITE	1	3,65		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 67 al 68)	2	19,25		
N° 2821211	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « - N° 4 CRINS 2N	1	3,66	1738,63	1742,50
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 69 al 76)	8	76,86		
N° 13003	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 6 NUEVO	1	1,34	1660,43	1664,30
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT DEL POZO NUEVOS	171	1.644,75		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10› DURALITE	2	6,11		
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT DEL POZO NUEVOS	1	9,57		

Tabla 1. **Diseño de instalación bajada en el Pozo N°1.**

potencial del pozo capa a capa por medio de la IPR (*Inflow Performance Relationship*) y VLP (*Vertical Lift Performance*) (Figura 1).

En 2015 se completaron los pozos nuevamente con la instalación de surgencia convencional producto de una decisión netamente estratégica en cuanto a producción. Se decidió priorizar la producción de petróleo frente a la de gas, realizar intervenciones rápidas y dejar surgentes hasta el ahogue. En resumen, se ingresaba con WO, se punzaba y bajaba instalación de surgencia. Se inducía surgencia y se ensayaba en conjunto. Si los valores de caudales y presiones eran aceptables, se dejaba en producción hasta el ahogo del pozo. Los pozos en esas condiciones generaron un incremental de petróleo y gas muy importantes. Luego ingresábamos a recompletar la zona de petróleo por encima de los 2100 m.

En este punto es preciso aclarar que estos pozos presentan una zona con objetivo petróleo desde los 1500 m hasta los 2100 m. Por debajo de los 2100 m hasta los 2700 m, el objetivo es principalmente gas, pero también cuenta con aporte de petróleo y, en algunos casos, surgentes. La estrategia desde 2011 fue producir solo la zona denominada gas (2100 m a 2700 m), y una vez depletado estos reservorios, explotar la zona petrolera (1500 m a 2100 m).

Tipos de selectivas en pozos de gas

a. Alternativa 1: pozo con gas y líquido

La primera selectiva se baja en 2012, en el pozo-1, donde se identificaron y aislaron cuatro zonas productivas y tres zonas ciegas, porque dieron como resultado ASF (Agua Salada de Formación), y se definieron por medio de ensayos con WO. Con esta configuración se evitó la maniobra de cementación, que se hubiese requerido con cualquier otro tipo de instalación, dado los caudales y las presiones de ensayo con WO en las zonas con resultado de ASF.

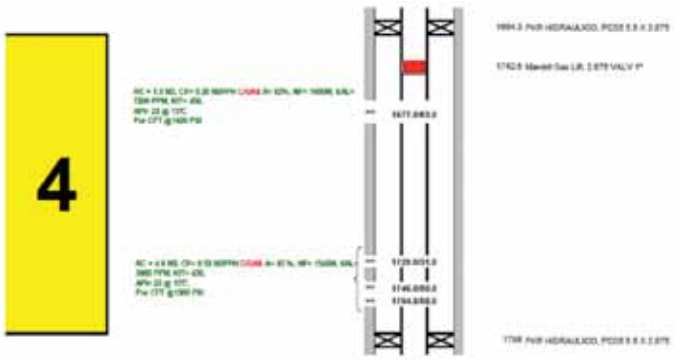


Figura 2. **Pozo-1-Zona 4. Por encima del PKR 1664,3 se encuentra la zona ciega N° 1.**

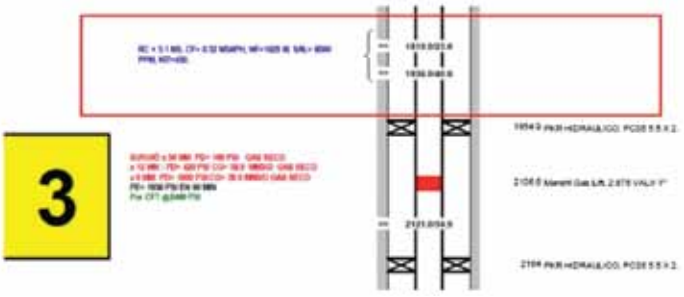


Figura 3. **Pozo-1-Zona 3. Se visualiza la zona ciega N° 2.**

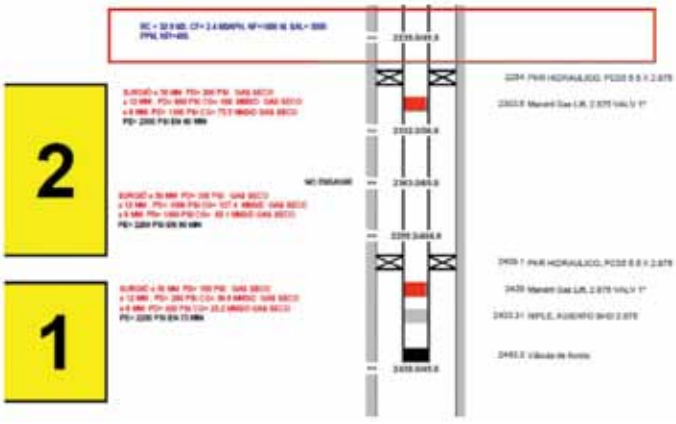


Figura 4. **Pozo-1-Zonas 2 y 1. Se visualiza la zona ciega N° 3.**

Las cuatro zonas productoras se seleccionaron teniendo en cuenta los caudales y tipo de fluidos, además de las presiones estáticas y dinámicas tomadas en el ensayo de pistoneo.

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 172 TBG Ø 2 7/8" J-55 y 2 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 6 Packer Hidráulico PCS 5 Ø 5 ½" x Ø 2 7/8"
- 4 Mandriles de Gas Lift Ø 2 7/8" x Ø 1"
- 1 Válvula de fondo VF-1 Ø 2 7/8"
- 1 Asiento tipo BHD Ø 2 7/8"

Los materiales y el diseño se basaron principalmente en la experiencia que se tenía en inyectores, debido a que no se contaba con antecedentes en la compañía sobre este tipo de diseños. El otro punto consistió en utilizar los materiales disponibles en nuestra empresa y en la zona. Poner a prueba los materiales que disponíamos para este tipo de pozos, buscando mantener los estándares y evitar así encarecer el costo en instalación de producción.

La configuración de la instalación se detalla en la tabla 1. El costo de este diseño fue de USD91.847,25.

Con el fin de graficar el criterio empleado para seleccionar al momento de tener en cuenta los parámetros de presiones y caudales, se presentan los datos de las zonas donde se instalaron mandriles (Figuras 2, 3, 4 y 5).

En cuanto al mantenimiento que requirió la instalación para el monitoreo podemos resumir que se utilizó el equipo de SL (Slick Line-Alambre) en ocho oportunidades, en las que se realizaron gradientes estáticos y diná-

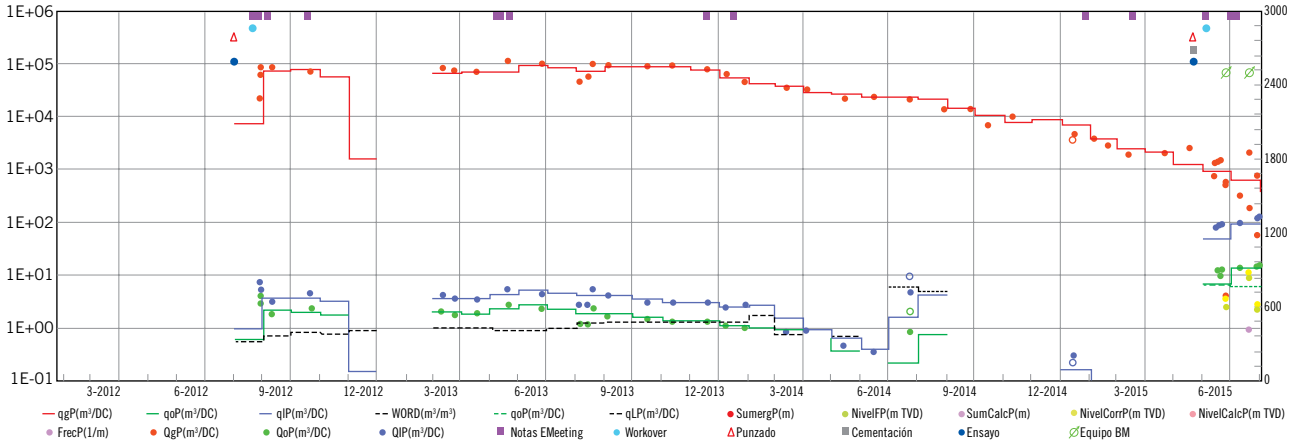


Figura 5. **Pozo-1: historia de producción.**

Mandriles	Profundidad (mbbp)	CFT (psi)	WO (psi)
Mandril #4	1742,50	1630,48	1600
Mandril #3	2106,60	s/d	1850
Mandril #2	2303,50	2988,69	2300
Mandril #1	2420	3022,96	2200

Tabla 2. **Relevamiento de presiones de registro CFT y cierres al finalizar el ensayo con equipo WO.**

Mandriles	Profundidad (mbbp)	Presión en boca de pozo		
		3300	3000	2800
Mandril #4	1742,50	3485	3185	2985
Mandril #3	2106,60	3523	3223	3023
Mandril #2	2303,50	3544	3244	3044
Mandril #1	2420	3557	3257	3057

Tabla 3. **Presiones referidas a boca de pozo en psi.**

micos de presión y temperatura, movimiento de válvulas con la asistencia de equipo con nitrógeno, registros PLT e inducción de surgencia.

El pozo se enganchó el 08/2012 con un caudal de gas de 85,531 m³/d y se debió poner en marcha induciendo surgencia con el equipo SL. Se dejaron los mandriles N° 4 y N° 3 libres, y el pozo no se pudo dejar en surgencia. Por esta razón se decidió cegar el Mn#4 (Mandril N° 4) donde teníamos aporte de líquido.

En 10/2012 se ciega el Mn# 3 y se pesca la válvula ciega del Mn#2. Para realizar esta maniobra fue necesario no solo el equipo SL, sino también la asistencia de un equipo con nitrógeno, para compensar la diferencia de presión entre el espacio anular y la directa.

La estimación de presión a presurizar con nitrógeno se realizó tomando los datos de presión registradas con CFT y WO por mandril (Tabla 2).

De los dos escenarios se tomó el de mayor compromiso para la operación, es decir los valores registrados por CFT. Para llevar las presiones a fondo, y viceversa, se definió un gradiente promedio a partir de los registros de presión y temperatura relevados en el pozo. Se tomó como gradiente promedio 0,106 psi/m (Tabla 3).

Tomamos como margen de seguridad 300 psi, por lo tanto era necesario presurizar en boca de pozo con 3300 psi para pescar la válvula ciega del Mn#3. Finalmente, al pescar la válvula se observó un descenso de presión de solo 300 psi.

Desde los meses 11/2012 hasta 3/2013, se debió cerrar el pozo por falta de capacidad para procesar el gas. Era necesario poner en producción los pozos nuevos para evaluar la producción. Durante este tiempo de cierre no se cegaron los mandriles y se puede observar en la figura 5 que al poner en marcha no se perdió producción.

En 6/2013 se volvió a operar con nitrógeno para pescar la válvula ciega del Mn#1 y Mn#2. Se dejó en producción los Mn#1, Mn#2 y Mn#3. Se incrementa la producción de 72 Mm³/d a 110 Mm³/d. El pozo se dejó en surgencia hasta 5/2015, donde se ingresó con WO para completar la zona petrolera desde 1500 m hasta 2000 m (Figura 5).

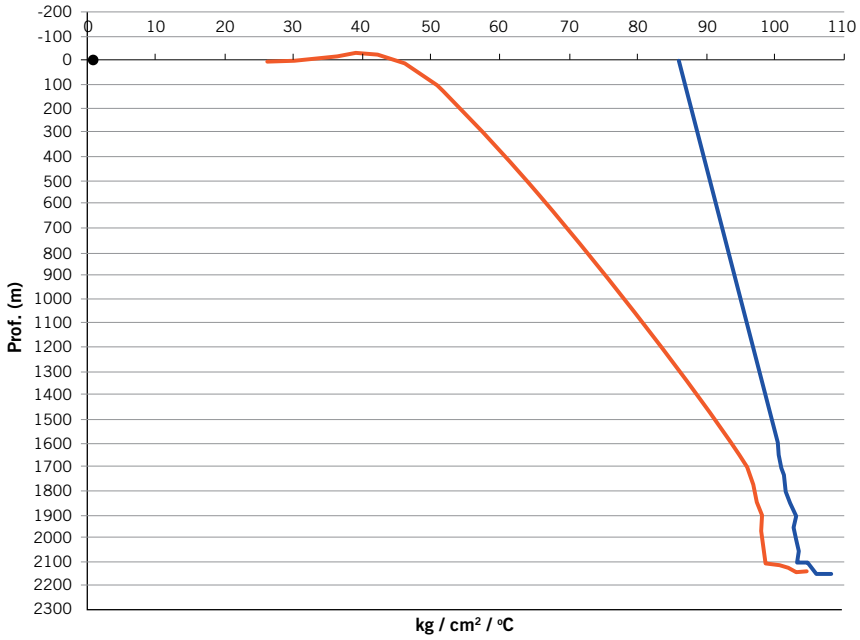


Figura 6. **Registro de presión y temperatura del pozo-1.**

b. Alternativa N° 2: reparación de pozo de GAS con integridad comprometida

La segunda selectiva se instaló en el pozo-2, un pozo productor en un proyecto de secundaria donde se habían cementado las capas de gas al detectarlas durante la completación en 8/1995. Se sabía que los objetivos de gas se encontraban entre las capas con fluido de secundaria pero con muy bajo caudal. Durante la intervención se detecta un compromiso de integridad en el CSG de aislación en cercanías de la BDP (Boca de Pozo).

En ese momento se definió bajar una selectiva para aislar las capas de gas, y además, salvar la situación de integridad detectada. Las capas presentaban tres zonas a seleccionar, tomando como criterio los datos de presiones y caudales.

En la figura 8 se pueden observar los datos de ensayo, donde el Mn#2 aportaría un caudal de fluido de 12,7 m³ ASF por hora al ensayar por 50 mm y una presión dinámica de 380 psi. Mientras que en la zona del Mn#3 surgió prácticamente gas seco por 50 mm con presión dinámica medida en BDP 150 psi (0.08 m³ de ASF por hora).

A diferencia del pozo-1, se instaló un ON&OFF de Ø 2 7/ 8" y pasaje pleno por encima del PKR superior y un BHD. No se instalaron perfiles tipo F 2.31 o R 2.25 porque no contábamos con ellos al momento de bajar la instalación (Figura 9).

Si bien en la zona 1 se observó gas con muy poco aporte de fluido, la presión dinámica era muy baja respecto de los otros dos mandriles. Por 50 mm 15 psi con un caudal de gas estimado de 35 Mm³/d (Figura 10).

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 133 TBG Ø 27/8" J-55 y 8 niples de TBG Ø 27/8" J-55
- 3 packer hidráulico PCS 5 Ø 5½" x Ø 27/8"

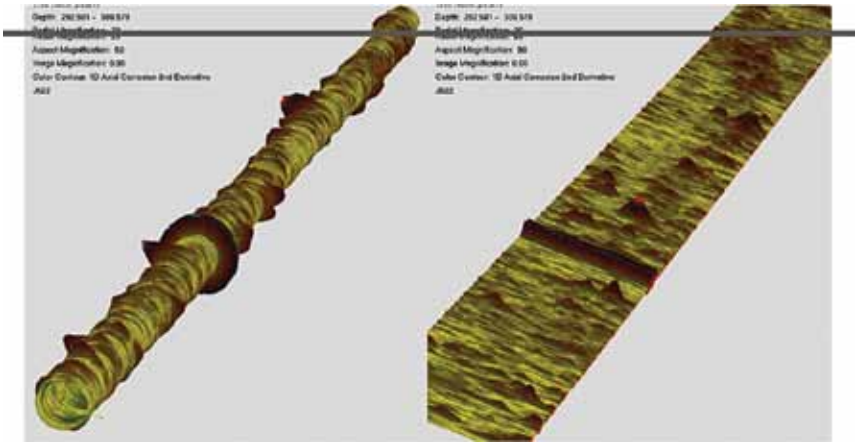


Figura 7. **Registro de perfil de integridad tipo MIT corrido durante la reparación con WO 7/2012.**

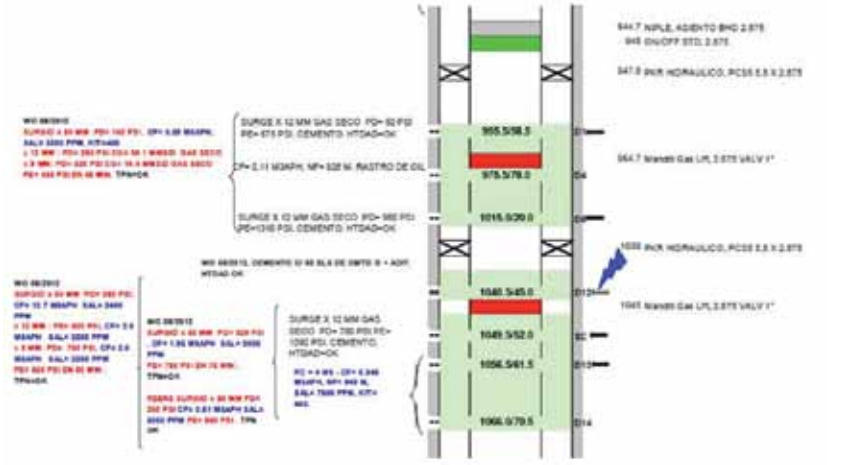


Figura 8. **Pozo-2-Zona 3 y 2. Por encima del ON&OFF se encontraban reservorios punzados sin interés de gas.**

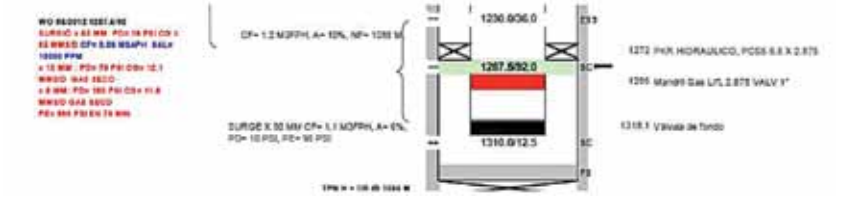


Figura 9. **Pozo-2-Zona 1. Válvula de fondo tipo VF-1.**

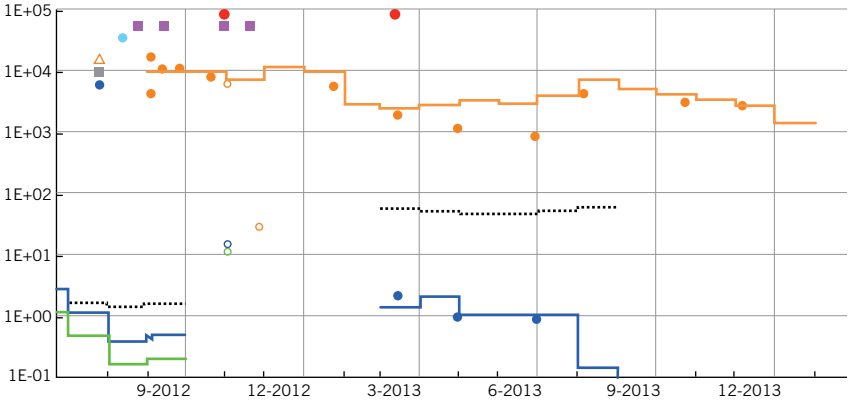


Figura 10. **Pozo-2: historia de producción.**

- 3 mandriles de gas lift Ø 27/8" x Ø 1"
- 1 válvula de fondo VF-1 Ø 27/8"
- 1 asiento tipo BHD Ø 27/8"

En cuanto al costo de este diseño, a la compañía le implicó un gasto de USD65.444,86. La configuración detallada de la instalación se aprecia en la tabla 4.

Mantenimiento realizado: durante la surgencia del pozo fueron necesarias cuatro intervenciones con SL para realizar gradientes dinámicos y estáticos de presión y temperatura, movimientos de válvulas. En este caso no se realizaron registros PLT.

El caudal de enganche fue de 16,424 m^3/d y, a diferencia del pozo-1, se indujo surgencia con el equipo de WO antes de desmontar. En 11/2012, fue necesario aplicar solventes durante la intervención que se realizó con SL por presencia de parafina en la zona cercana a la BDP. Se siguieron a pesar de la acumulación de parafina y, en 3/2013, se instaló dosificación continua a la línea.

En 1/2014, el pozo se ahogó y dejó de surgir; se intentó en varias oportunidades inducir surgencia con equipo SL sin resultado satisfactorio. En 2015 se sacó la instalación selectiva y se volvió a productor de secundaria.

c. Alternativa N° 3: pozo con aporte de sólidos

La tercera selectiva bajada en 2012 se instaló en el pozo-3, donde el comportamiento fue distinto a las dos anteriores. Se punzó la zona de gas y se intentó correr registro PLT, pero por diferentes inconvenientes técnicos con la herramienta, no se puedo concretar la medición. Se realiza un cambio de la estrategia de completación de pozo y se punza la zona con interés petrolero. Se comienza a ensayar capa a capa y se observa presencia de relleno al momento de cada cambio de zona al intentar mover el conjunto de herramientas TPN y PKR (Tapón de ensayo tipo "N" y Packer de ensayo).

Al analizar los datos de relleno, pudimos definir la necesidad de dejar las capas por debajo de los 2.300 m hasta el PBD del pozo en 2.568 m sin mandril, con el fin de tener la posibilidad de entrar a limpiar, si era necesario, con un equipo de CT (*Coild Tubing*), por el aporte relleno observado.

NÚMERO HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN MATERIALES	BAJADO CANT.	BAJADO MTS.	PROFUNDIDAD MTS.	PROFUNDIDAD INDUCCION
N°: 16897	VALVULA DE FONDO " VF - 1 " x 2 7/8	1	0.20	1315.97	1318.10
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 1 al 3)	3	28.30		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - N°1 PARA GAS LIFT	1	3.80	1283.87	1286.00
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 4)	1	9.45		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	1	3.10		
N°: 13021	PACKER "PCS - 5" 5 1/2" x 2 7/8" N°1	1	1.35	1269.97	1272.10
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 5 al 16)	12	114.33		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	1	3.09		
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 17 al 27)	11	106.85		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - N°2 PARA GAS LIFT	1	3.83	1042.87	1045.00
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 28)	1	9.57		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'		3.68		
N°: 13013	PACKER "PCS - 5" 5 1/2" x 2 7/8" N°2	1	1.35	1028.27	1030.40
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 29 al 31)	3	28.82		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'	1	3.89		
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 32 al 34)	3	29.97		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - N°3 PARA GAS LIFT	1	3.82	982.57	984.70
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5#(N° 35)	1	9.60		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	2	6.25		
N°: 13033	PACKER "PCS - 5" 5 1/2" x 2 7/8" N°3	1	1.35	945.37	947.50
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 6'	1	1.90		
N°: 15771	ON-OFF MECANICO 5 1/2" X 2 7/8" "TEXPROIL" C/PERFIL 2,06	1	0.50	942.87	945.00
	ASIENTO BHD x 2 7/8"	1	0.33		
	TUBING 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6.5 #/FT	97	928.60		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 6'	1	1.86		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 8'	1	2.45		
	TUBING 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6.5 #/FT	1	9.83		

Tabla 4. **Diseño de instalación bajada en el Pozo-2.**

Respecto de los otros diseños, se plantea la primera gran diferencia, no disponemos de una válvula de fondo tipo VF-1. Todas los reservorios más profundos surgen por CSG Ø 5 ½" hasta una guía de entrada ubicada en 2242,14 m, por encima encontramos un perfil tipo F 2.31 en 2222,41 m, y luego un packer tipo PSC-5 igual a todos los diseños anteriores.

Con esta configuración, no solamente se lograba evitar la posibilidad para el relleno de acumularse en el fondo, con la intervención de equipo CT, sino también realizar perfil PLT en CSG Ø5 ½" si es necesario. Para este punto se dejó una distancia de 100 m, aproximadamente, entre la guía de entrada y el punzado más somero de la zona en 2326,0/30,0 m. Esta distancia es más que suficiente, ya que el proveedor considera que 25 m es una distancia óptima para garantizar un flujo estable para realizar la medición. En nuestro caso teníamos la cámara suficiente como para tomarnos un margen de seguridad.

El inconveniente se planteó al momento de instalar un perfil para controlar el flujo en una futura intervención. No disponíamos de un perfil tipo R 2.25 y tampoco un NO-GO. Por esta razón solo bajamos un perfil tipo F 2.31 convencional sin No-Go. Más adelante detallaremos los inconvenientes que trajo aparejada esta decisión.

Luego se completó el pozo con cuatro mandriles y un ON & OFF por encima del PKR más somero. Es preciso aclarar que el conector ON&OFF es de pasaje pleno, es decir tiene el mismo pasaje que un TBG J-55 de Ø 2 7/8" (Figura 12).

En el reservorio con mejor potencial del pozo se decidió instalar doble mandril con el fin de estudiar el reservorio en condición de fluencia en el futuro. Además a esta altura del desarrollo nos planteábamos si el orificio del mandril era un cuello de botella para los caudales de producción que estimábamos por mandril. Cabe aclarar que en este punto del desarrollo no habíamos tenido la posibilidad de realizar ningún PLT en condición de fluencia en ninguna de las dos instalaciones selectivas bajada. Por lo tanto, se tomó la decisión de bajar dos mandriles en el reservorio ubicado a 1852,0/55,0 m en el pozo-3. Los mandriles los ubicamos por encima y por debajo del punzado (Figura 13).

Tampoco teníamos antecedentes sobre la ventaja de instalar el mandril por encima o por debajo del punzado, por lo tanto con los antecedentes de

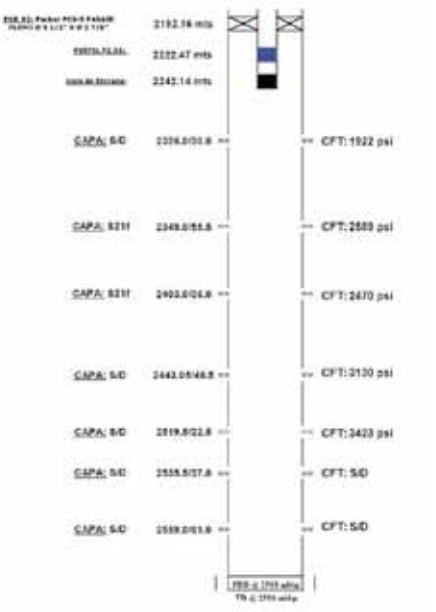


Figura 11. **Pozo-3-Zona 1. Fondo de pozo sin selectivizar.**

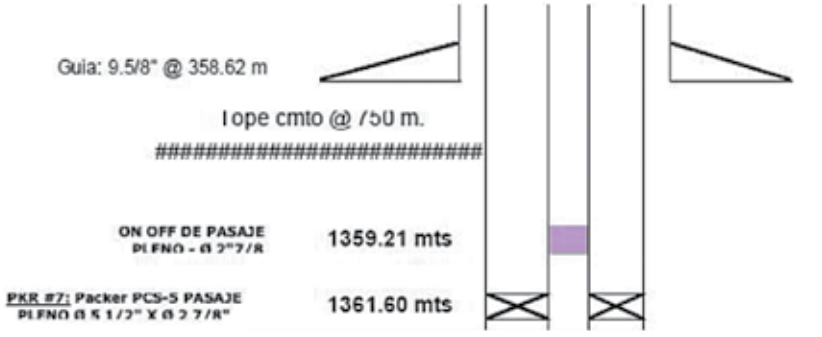


Figura 12. **Pozo-3-Zona superior con PKR superior y ON&OFF.**

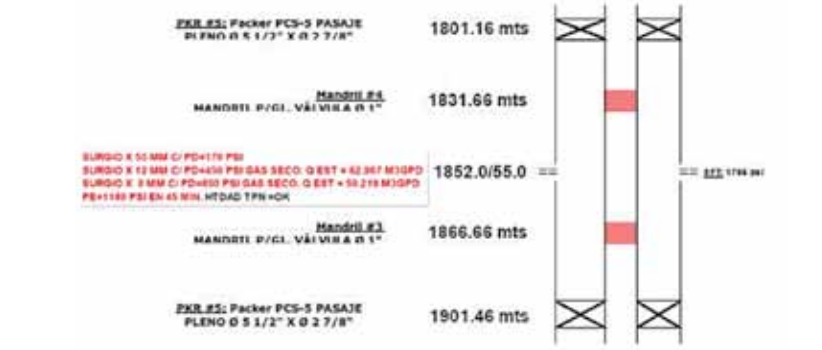


Figura 13. **Pozo-3-Zona 3 con dos mandriles.**

NÚMERO	DESCRIPCIÓN	BAJADO		PROFUNDIDAD	
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
N° 16665	SHEAR OUT 2 7/8» C / GUIA DE ENTRADA	1	0,30	2239,20	2242,14
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 1 al 2)	2	19,32		
444-27-00005	NIPLE «F» 2.312» X 2 7/8» N° 34217 WEATHERFORD	1	0,35	2219,53	2222,47
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 3 al 5)	3	28,96		
N°: 12065	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 1	1	1,35	2189,22	2192,16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 6 al 10)	5	50,64		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 4› DURALITE	1	1,23		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 11 al 15)	5	50,61		
N°: 11491	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 2	1	1,34	2085,40	2088,34
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 16 al 17)	2	19,32		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12› TENARIS	2	7,34		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 4› DURALITE	1	1,23		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 18 al 19)	2	19,31		
N°: 27425	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 1 P/GAS LIFT NOVADRILL 2 N	1	3.68	2034.52	2037.46
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 20 al 21)	2	19,45		
N°: 11490	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 3	1	1,35	2013,72	2016,66
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 22 al 26)	5	48,57		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12› DURALITE	2	7,35		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 27 al 32)	6	57,93		
N°: 13006	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 4	1	1,35	1898,52	1901,46
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 33 al 35)	3	31.13		
N°: 15846	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 2 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,67	1863,72	1866,66
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6› DURALITE	1	1,83		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 36 al 38)	3	29,49		
N°: 15639	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 3 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,68	1828,72	1831,66
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8› DURALITE	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 39 al 41)	3	26,71		
N°: 13010	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 5	1	1.35	1798.22	1801.16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 42 al 43)	2	19,57		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8› DURALITE	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 44 al 45)	2	19,32		
N°: 28212	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 4 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,67	1753,22	1756,16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 46 al 52)	7	67.95		
N°: 11496	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 6	1	1,35	1683,92	1686,86
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 53 al 69)	17	164,72		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12›		1	3,66	
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 70 al 85)	16	155,54		
N°: 11487	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 7	1	1,34	1358,66	1361,60
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6›		1	1.79	
N°: NO POSEE	ON-OFF MECANICO 5 1/2» X 2 7/8» «TEXPROIL» PASAJE PLENO	1	0,60	1356,27	1359,21
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT		140	1342,96	
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12›		1	3,66	
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT		1	965	

Tabla 5. **Diseño de instalación bajada en el Pozo-3.**

relleno, al observar durante el ensayo que esta capa había tenido aporte de sólido, tomamos como alternativa instalarlos en esa configuración.

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 226 TBG Ø 2 7/8" J-55 y 12 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 7 packer hidráulico PCS-5 Ø 5 ½" x Ø 2 7/8"
- 4 mandriles de Gas Lift Ø 2 7/8" x Ø 1"
- 1 Guía de entrada con *shear out* Ø 2 7/8"
- 1 perfil F-2.31 x 2 7/8"
- 1 ON&OFF mecánico 5 ½" x 2 7/8" pasaje pleno

Otra diferencia fue la maniobra al momento de fijar la instalación, en los casos anteriores disponíamos de los mandriles cegados y la válvula de pie VF-1, razón por la cual la operación no fue difícil. Al tener el fondo de la instalación abierta, fue necesario instalar la guía de entrada con un *shear out* para fijar la instalación y, posteriormente, actuar los pines de corte para dejar comunicado el fondo del pozo con la columna de TBG Ø 2 7/8".

En cuanto al costo de este diseño, le implicó a la compañía un gasto de USD88.384,29. En la tabla 5 se presenta el detalle de la instalación.

El pozo enganchó con un caudal de 68,5 Mm^3/d de gas aportando solo el fondo del pozo, con los cuatro mandriles cegados. Se tenía previsto fijar un tapón de flujo en el perfil F 2.31 instalado al momento de tener que liberar las válvulas ciegas de los mandriles con la asistencia del nitrógeno

para presurizar la directa del TBG. Similar a las maniobras mencionada en el caso del pozo-1.

En 5/2013 se concreta la maniobra y se decide intervenir el pozo para liberar las válvulas ciegas de los mandriles. Se interviene pozo con SL y nitrógeno, donde al momento de calibrar se tienen aprisionamiento a diferentes profundidades. Se logró tener paso con el calibre de 59,5 mm hasta el perfil F-2.31 en 2222,47 m. No disponíamos del dispositivo NO-GO y se corría el riesgo de perder el tapón de flujo, por ello se decidió fijar un stop collar en 2224 m, con el objetivo de usarlo como NO-GO. Luego se bajó el tapón de flujo y se fijó sobre el perfil. Se importante aclarar que el perfil y el tapón pertenecían a la misma compañía de servicios. Se pescan las válvulas ciegas presurizando con nitrógeno en el bombeo, porque no se logró presurizar con la presión preestablecida por cálculo. Se realizó el mismo método que en el pozo-1.

Luego de concretar con éxitos las pescas de las válvulas ciegas de los 3 mandriles que teníamos como objetivo, se bajó el pescador para recuperar el tapón de flujo sin resultado. No se encontraron ni el tapón de flujo ni el stop collar fijado. Este fue el primer inconveniente con el que nos encontramos. Comenzamos a tener presente la necesidad de instalar un perfil de menos diámetro por debajo o, en un defecto, asegurar un dispositivo NO-GO con el fin de mantener la versatilidad que nos planteamos como objetivo desde un comienzo (Figura 14).

En 6/2015 comenzamos a tener inconvenientes por acumulación de parafina en los primeros 500 m de TBG desde las BDP. Entonces, fue necesario comenzar a realizarles bacheos con solvente. En 11/2015 se instala un *plunger lift* fijando un stop collar por encima del ON&OFF y realizando carreras en la zona donde se observaba acumulación de parafina. Hasta la fecha el pozo se encuentra en producción y aporta 9059 m³/d de gas y 4,03 m³/d de fluido total. Con el *plunger* se logró un incremental en la producción de gas de 6300 m³/d y 1,46 m³/d de petróleo.

d. Alternativa N° 4: Pozo con TBG J-55 de Ø 2 7/8" y 2 3/8"

La cuarta alternativa en el diseño de selectiva se instaló en el pozo-4 completado en 4/2014. La primera gran diferencia fue correr un registro PLT luego de punzar la zona de gas. Los puntos relevantes de esta maniobra son los siguientes:

- Al emplear la herramienta PLT, se generó un reducción de equipo WO de (224 h *versus* 76 h) respecto del programa de WO planteado (12 ensayos *versus* 1 ensayo con PLT).
- Evitar el ahogo de capas en los cambios de zona para ensayar de la forma tradicional.
- Obtención del comportamiento del pozo en conjunto.
- Única limitante de la maniobra es que el pozo no tenga el potencial suficiente para surgir por CSG de Ø 5 ½" y se deba realizar la medición partiendo el pozo.
- Obtención de tres valores de presión y temperatura en fondo, lo cual permite definir con mayor presión la IPR de la capa y pozo.

El segundo punto que se buscó mejorar fue el uso de diámetros en TBG. Hasta ahora utilzamos todos TBG de Ø 2 7/8", pero analizando la declinación de los pozos y el comportamiento de los fluidos, consideramos que podía ser una mejora emplear Ø 2 3/8" en la zona a seleccionar desde los 2100 m hasta los 2700 m. El principal fin era

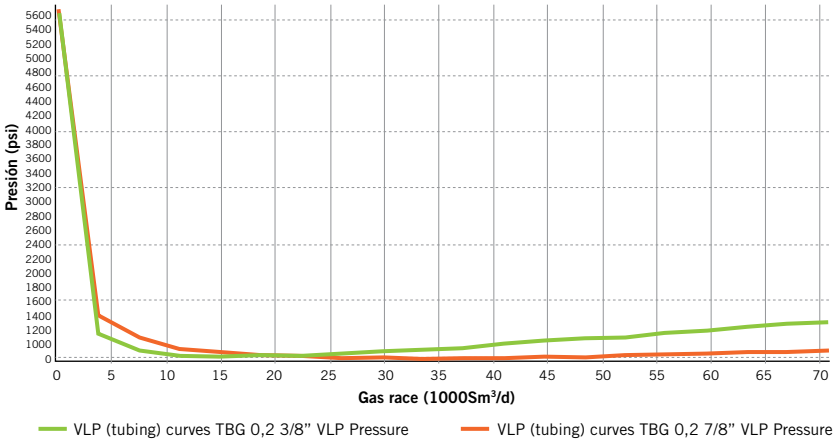


Figura 15. **Análisis VLP del pozo-4. TBG Ø 2 7/8" *versus* Ø 2 3/8".**

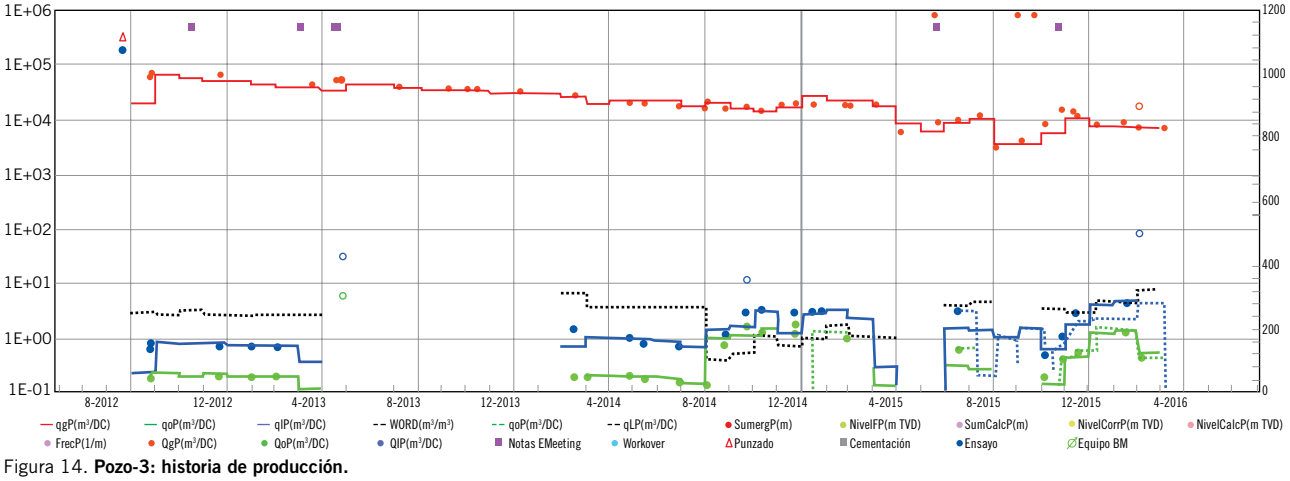


Figura 14. **Pozo-3: historia de producción.**

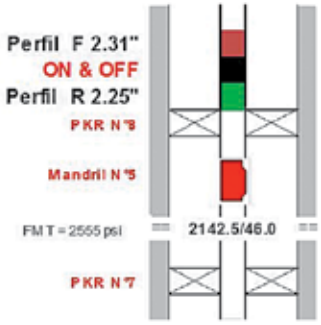


Figura 16. **Pozo-4-Zona Conector ON&OFF. Nueva propuesta de ubicación de perfiles.**

extender la producción en condición de surgencia del pozo. Para el análisis se simuló las alternativas en Prosper (Figura 15).

Luego se modificó la colocación de los perfiles para los tapones de flujo, se instalaron por debajo del conector ON&OFF un perfil R 2,25 y por encima, un perfil F 2.31.

Hubo un caso donde se detectó una fuga en la instalación y no se pudo definir al tener los dos perfiles por debajo del ON&OFF, en el caso de que sea la herramienta adecuada (Figura 16).

El fondo del pozo se resolvió con la válvula tipo VF-1 dado que no tuvimos, hasta la fecha, ninguna falla en esta herramienta en las selectivas de gas instaladas (Figura 17 y 18).

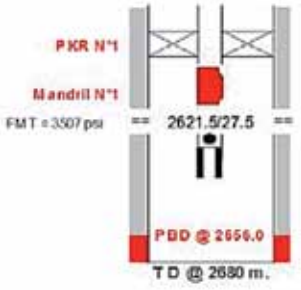


Figura 17. **Pozo-4-Zona fondo de instalación. Válvula tipo VF-1 sin fallas.**

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguentes:

- 223 TBG Ø 27/8" J-55 y 2 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 43 TBG Ø 2 3/8" J-55 y 13 Niples de TBG Ø 2 3/8" J-55
- 8 packer hidráulico PCS-5 Ø 5 ½" x Ø 2 7/8"
- 6 mandriles de gas lift Ø 2 3/8" x Ø 1 ½"
- 1 perfil R 2.25 x 2 7/8"
- 1 erfil F-2.31 x 2 7/8"
- 2 reducciones de TBG Ø 2 7/8" x Ø 2 3/8"
- 1 ON&OFF mecánico 5 ½" x 2 7/8" pasaje pleno

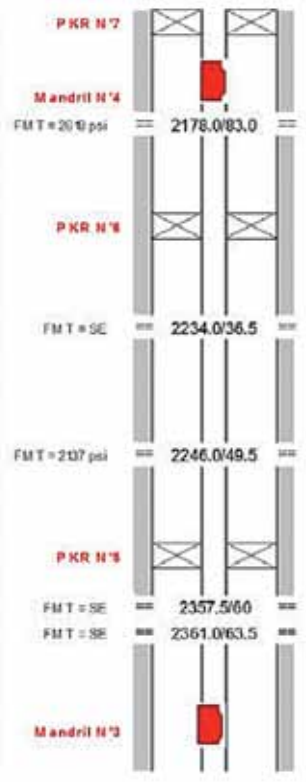


Figura18. **Pozo-4-Zonas ciegas entre mandriles productores.**

El costo de este diseño le implicó a la compañía un gasto de USD85.482,74. La configuración detallada se encuentra en la tabla 6.

El pozo enganchó con 72 Mm³/d de gas en 5/2014 sin detectar fluido en los ensayos hasta 10/2014. En 8/2015 se comenzaron a detectar ahogos de pozo y se interviene con equipo SL para inducir surgencia. Se detectó presencia de parafina durante la intervención y se realizaron bacheos con solventes. Luego de la intervención, se observa que la producción se recupera. Los ahogos se atribuyeron a la presencia de parafina, debido a que se seguía observando bajo fluido en los ensayos y BDP (boca de pozo) (Figura 19).

En 10/2015 se realizó un gradiente dinámico de presión y temperatura sin detectar presencia abundante de fluido. El equipo de SL pistonea el pozo y saca líquido, y se observó recuperación de la producción de gas (Figura 20).

En 4/2016 se operó equipo SL y se instaló *plunger lift*. Se fijó stop collar en 2105 m y se largo pistón en el pozo, el mismo no llega a la posición prevista, por lo que pistonean pozo para inducir surgencia. No se logró estabilizar el pozo. Actualmente, estamos maniobrando el pozo cegando mandriles para restringir el fluido con válvula ecualizadora.

Válvula ecualizadora

Cuando comenzamos a desarrollar la experiencia describimos la visión que teníamos en 2012 sobre la selectiva por desarrollar en los pozos de gas (Tabla 7).

Si bien existía la posibilidad en mandriles para TBG Ø 2 3/8", preferimos emplear mandriles de Ø 2 3/8" x Ø 1 ½", con el fin de tener el menor pasaje posible. Al evaluar la válvula ecualizadora nos recomendaron el uso de válvulas de Ø 1" porque era de mayor confiabilidad, a pesar de requerir dos carreras para el librado.

En una primera carrera se pesca el *Prong*, donde se genera el corte de los pines de bronce y por medio de los orificios que se observan en la figura 21, se ecualiza la directa con la inversa. Posteriormente, en una segunda carrera, se realiza la pesca del cuerpo de la válvula (Figura 22).

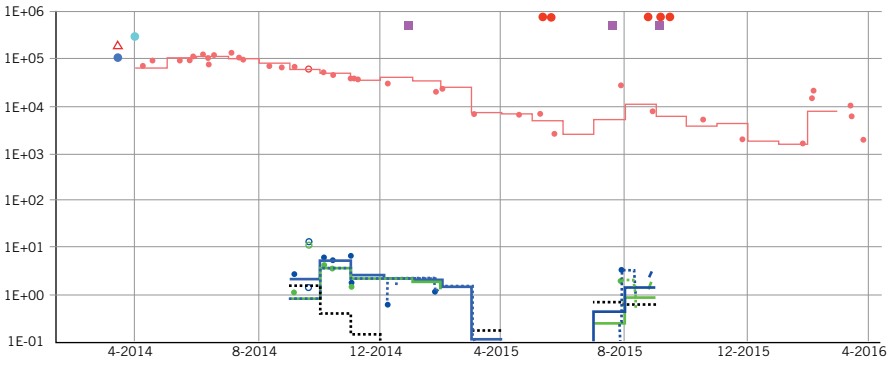


Figura 19. **Pozo-4: Historia de producción.**

NÚMERO	DESCRIPCIÓN	BAJADO		PROFUNDIDAD	
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
N°: 14-21250	Válvula de Fondo 2 7/8»	1	0,24	2630,87	2630,90
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 1 al 2)	2	19,20		
	REDUCCIÓN DE 2 3/8» a 2 7/8»		1	0,35	
N°: 66943-38	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 10› SIDERCA	1	3,05		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 1 CRINS 3N	1	4,50	2603,77	2603,80
N°: 14-20978	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 1 al 2)	2	19,15		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 1	1	1,35	2583,27	2583,30
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 3 al 4)	2	19,22		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 10› SIDERCA	1	3,05		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12› SIDERCA	1	3,66		
N°: 14-20958	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 5 al 7)	3	28,82		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 2	1	1,35	2527,17	2527,20
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 8)	1	9,63		
N°: 66943-37	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12› SIDERCA	2	7,32		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 2 CRINS 3N	1	4,45	2505.77	2505,80
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 9 al 10)	2	19,35		
N°: 14-20953	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 3	1	1.35	2485,07	2485,10
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 11 al 12)	2	19,24		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12› SIDERCA	2	7,32		
N°: 66943-53	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 13 al 14)	2	19,21		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 3 CRINS 3N	1	4,53	2434,77	2434,80
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 15 al 16)	2	19,05		
N°: 14-20959	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 4	1	1.35	2414,37	2414,40
N°: 66943-10	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 17 al 19)	3	28,89		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 4 CRINS 3N	1	4,51	2380,97	2381,00
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12› SIDERCA	1	3,66		
N°: 14-20961	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 20 al 22)	3	28,69		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 5	1	1.35	2347,27	2347,30
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 23 al 28)	6	57,53		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8› SIDERCA	2	4.88		
N°: 14-20954	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 29 al 35)	7	65.54		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 6	1	1,35	2217,97	2218,00
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 36 al 38)	3	28,30		
N°: 66943-59	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8› SIDERCA	2	4.88		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 5 CRINS 3N	1	4.52	2180,27	2180,30
N°: 14-20980	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 39 al 40)	2	19,25		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 7	1	1,35	2159,67	2159,70
N°: 66657-23	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 41 al 42)	2	19,18		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « N° 6 CRINS 3N	1	4.52	2135,97	2136,00
N°: 14-20957	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 43)	1	9.35		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL N° 8	1	1.35	2125,27	2125,30
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 6´ SIDERCA	1	1,82		
	REDUCCIÓN DE 2 3/8» a 2 7/8»	1	0,35		
N°: 1881961	NIPLE « R « x 2 7/8» x 2,25» WEATHERFORD	1	0,33	2122,77	
N°: 14-20164	ON-OFF MECÁNICO 5 1/2» X 2 7/8» « NF - 1» SIN PERFIL	1	0.60	2122,17	2122,20
N°: 1882017	NIPLE « F « x 2 7/8» x 2,31» WEATHERFORD	1	0,33	2121,84	
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT	195	1867,96		
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT	26	249,58		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT X 8› SIDERCA	1	2,45		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT X 6› SIDERCA	1	1,85		

Figura 20. **Diseño de instalación bajada en el Pozo-4.**

Criterios para tener en cuenta al instalar una selectiva en pozos de gas

En una primera instancia, al momento de bajar la primera instalación selectiva, nos basamos en los criterios utilizados y la experiencia en inyectores. Se buscó utilizar las mismas herramientas que empleábamos en inyectores por varios puntos:

- Manejar el mismo estándar de herramientas nos garantizaba un menor costo en instalación y disponibilidad de servicio/materiales.
- Conocíamos la confiabilidad de las herramientas y consideramos que era necesario someterlas al uso en estos pozos de gas.
- En ese momento la gran mayoría de las herramientas y de los servicios se encontraban abocados en el desarrollo de Vaca Muerta en Neuquén y la disponibilidad en el Golfo era limitada.

Fortalezas	Debilidades
Permitir estudiar los reservorios de gas de forma independiente	Diseños nuevos en período de aprendizaje.
Flexibilidad operativa	Para ecualizar las presiones y pescar válvulas de mandriles se puede llegar a requerir presurizar el pozo.
Producir capas en conjunto de líquido y gas	
Aislar zonas de líquido sin requerir cementar las capas.	

Tabla 7. **Visión en 2012.**



Figura 21. **Válvula Ecualizadora de Ø 1".**

Al hacer un detalle sobre los procesos y las herramientas, resulta relevante mencionar:

- Los PKR son iguales en inyección y pozos de gas. Este es un punto de mejora dado que en los pozos de gas salieron las gomas cristalizadas y no volvieron a su posición original (hinchadas). Se observó en un pozo al sacar la selectiva en 2015. El sector de herramientas, en conjunto con el proveedor de PKR y gomas, están evaluando una propuesta de mejora a partir de las cromatografías del gas.
- Al momento de definir la profundidad de fijar un PKR's, se debe correlar igual que en inyectores para poner en profundidad el diseño respecto de las cuplas de CSG y punzados, asegurando la correcta posición de la instalación.
- En general, no se bajan selectivas en dos etapas, porque no son de un largo que amerite los dos tramos. La selectiva más larga que se bajo fue de 6 mandriles y 8 PKR's. No quita que si se tuviera un diseño más complejo, se pueda implementar.



Figura 22. **Llegada del Prong en superficie luego de pescar con equipo SL.**

Cuando se definieron las capas que se producirían por mandril nos basamos en la medición de presión tomada durante la perforación a pozo abierto (SFT). También evaluamos en condiciones dinámicas y estáticas, al momento de ensayar el pozo, ya sea por surgencia inducida por pistoneo entre tapón y PKR o registro PLT.

Al momento de seleccionar es fundamental tener presente la distancia vertical entre capas, en muchos pozos nos encontramos con la imposibilitar de producir dos reservorios en forma individual. Debimos incluirlas en un mismo mandril a pesar de tener diferencia de presiones que, a priori, indicaban una configuración individual.

Mostramos que en caso de tener presencia de sólidos se puede resolver con éxito siempre que la configuración de las capas lo permita como en el caso del pozo-3. La presencia de sólidos es un punto que se debe tener en cuenta. También para definir si ubicamos el mandril por debajo de la capa que se producirá o por encima. Hemos instalado en zona superior y zona inferior del reservorio por producir, pero no tenemos evidencia que indique una preferencia.

Todos los pozos de gas presentan sus particulares al momento de la completación y/o reparación, por lo cual es difícil brindar una receta sobre todos los puntos. Se considera los principales puntos, al momento de definir una selectiva en un pozo de gas, las siguientes premisas:

- Proximidades entre capas
- Presencia de sólidos en fondo
- Presiones de línea, estáticas, dinámicas
- Profundidades entre punzados

(primero y último)
- Integridad de CSG. Si el pozo es vertical o desviado. Esto también ayuda a definir al momento de calibrar
- Comportamiento de los pozos vecinos, declino

En este caso, las profundidades entre punzados y el declino nos inclinó a utilizar las selectivas con TBG Ø 2 3/8", como el caso del pozo-4.

Consideramos necesario darnos el tiempo para evaluar la integridad de CSG de aislación al momento de definir la instalación a bajar. Sobre todo si es desviado, porque define el calibre a bajar y comprobar el pasaje de la instalación. En nuestro desarrollo tuvimos un caso con problema de integridad donde nos quedó una selectiva aprisionada en fondo. Este es un punto que consideramos necesario destacar.

Otro criterio que tomamos como norma fue tener presente los pasajes (*drift*) de las herramientas al momento de introducir un cambio en los diseños, ya que puede originar un problema una vez instalado el diseño en fondo.

Uso de las válvulas

En todos los diseños bajados hasta la fecha, se instalaron válvulas ciegas para posteriormente fijar la instalación por presión, previo largar la bola de la válvula VF-1 instalada en fondo y correr perfil neutrón para fijar la profundidad. Posteriormente, según el caso, se pescaban las válvulas ciegas dejando el bolsillo sin ninguna restricción y disponiendo de un pasaje total (bolsillo desnudo). Hasta la fecha, no se detectaron mandriles con los bolsillos erosionados.

Como se observó en los cuatro casos presentados, los mandriles empleados en primera instancia fueron de Ø 2 7/8" x Ø 1". Al pasar a TBG Ø 2 3/8", los mandriles fueron Ø 2 3/8" x Ø 1 1/2" con el fin de tener mayor pasaje.

Por medio de mediciones de gradientes de presión y temperatura se pudo observar que los enfriamientos se encontraron en los punzados, no en los mandriles. Por lo tanto, el cuello de botella o la restricción no estaba en la instalación.

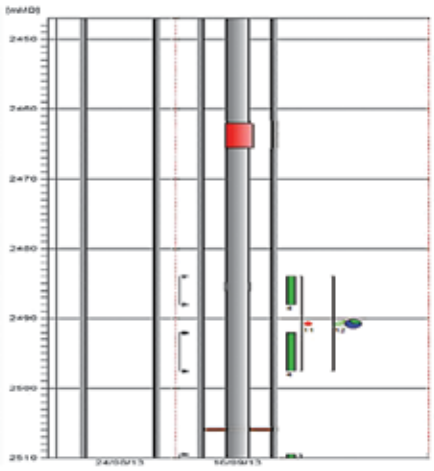


Figura 23. **Pozo-5. Profundidad mandril N°3.**

En la figura 23, se presenta el pozo-5, donde en el mandril N° 3, al correr un gradiente dinámico en 08/2014, se observa un enfriamiento a la altura de los punzados y no en el mandril. La configuración entre el mandril y el punzado con una distancia de, aproximadamente 20 m, nos permitió realizar el gráfico.

En la figura 24 se observa el enfriamiento en +/- 2480 m en la bajada de la memory y en la subida. Tomando la profundidad de referencia de 2480 m para los punzados vemos que en la bajada y subida de la herramienta no se observa una estiramiento de +/- 5 m, y el mandril se encuentra 2460 m, por lo tanto, confirmamos lo dicho. Es decir, tomando el mismo margen de +/- 5 m que el punzado, no se solapa con el enfriamiento. El resto de los mandriles en este pozo se encontraban muy cerca de los punzados, por eso no se pudo observar con la misma claridad que en el Mn#3.

En 4/2016 se puedo bajar, por primera vez, un orificio en un mandril con el fin de restringir la producción en fondo en ese mandril y buscar mayor aporte en los otros dos mandriles que tenía el pozo. Fue una de las ventajas que se tenía con esta instalación, pero no se había encontrado con el candidato óptimo para hacer la prueba.

Conclusiones

El escenario actual respecto de estas instalaciones que desarrollamos desde 2012 dentro del D1 (Distrito N°1) podemos resumirlo en los siguientes puntos clave:

- Se implementa el uso de las válvulas ecualizadoras en tres pozos. La válvula permitió convertir la debilidad del sistema en fortaleza.
- Se incrementa el uso de la instalación selectiva con TBG de 2 3/8" hasta la boca de pozo, con el fin de optimizar los pozos surgentes, producir gas y extender la vida útil del sistema con los pozos actuales.

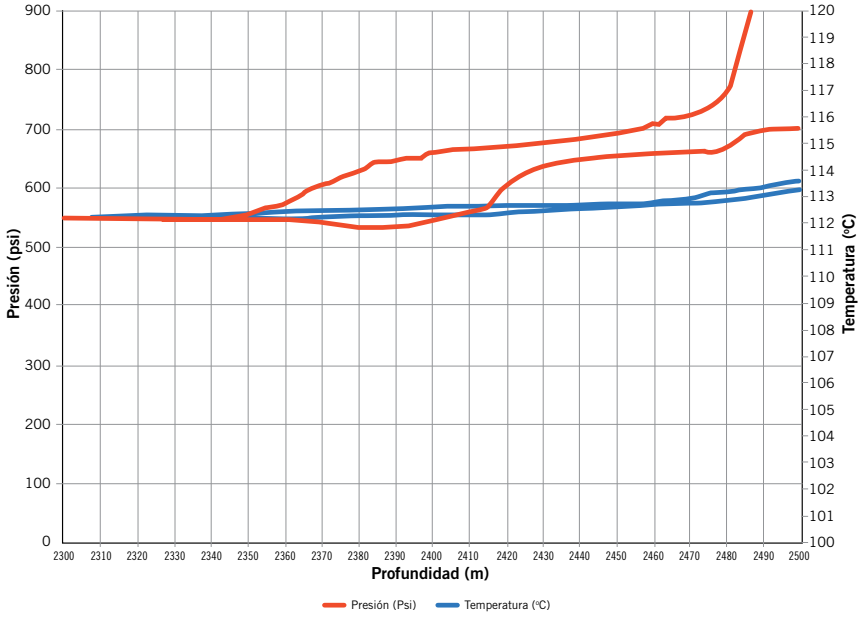


Figura 24. **Pozo-5. Gradiente dinámico en el mandril N° 3.**

- Comenzar a implementar *plunger lift* antes de que los pozos se comiencen a ahogar.
- Implementar el uso de compresores en boca de pozo y *manifold* para reducir la presión de BDP.

Respecto al primer punto, si recordamos la tabla 7 en la que describimos la visión 2012, encontramos como una debilidad la necesidad de utilizar un equipo con nitrógeno para manipular las válvulas. La implementación de la válvula ecualizadora permitió eliminar la debilidad del sistema. Durante este proceso se evaluaron camisas recirculadoras durante 2013, pero el proveedor no garantizó el uso para las variaciones de presiones que teníamos entonces, al momento de operar, tanto en cierre como apertura. En la actualidad, las variaciones de presión son otras y se están analizando alternativas con estas herramientas pero para adaptar el BM sin tener que mover TBG.

En 4/2016 se realizó la primera prueba, en la que bajamos una instalación hasta la boca con TBG de Ø 2 3/ 8". Se instaló un solo niple de Ø 2 7/8" en boca para empaquetar el pozo. También está a prueba y consideramos que puede llegar a ser un punto fuerte de mejora.

Los *plunger lift* fueron una solución de mejora durante 2015 y 2016, al generar incrementos de producción de petróleo y gas, como el caso del pozo-2. Además, es una alternativa para los pozos que se obstruyen por parafina, indirectamente también se solución este inconveniente en el caso del pozo-2. En otro distrito, donde se tuvo problemas con parafinas y con selectiva de gas, se instaló un *plunger* largo haciendo pasar por los mandriles con éxito.

Hasta la actualidad, los resultados son satisfactorios, y se comenzaron a implementar en otros distritos de la compañía; por ejemplo, el yacimiento Cerro Dragón. Si bien es una solución para algunos casos puntuales dentro del desarrollo de pozos de gas, brinda una excelente alternativa técnica que permite obtener una buena performance. Los puntos fuertes que nos interesa destacar en el este trabajo son los siguientes:

- Con una sólida experiencia en inyectores, se pudo adaptar a condiciones surgentes en gas con éxito.
- Se comprobó que los mandriles no son un cuello de botella en estas instalaciones.
- No se observan erosiones en mandriles extraídos hasta la fecha.
- No se encontró una configuración de preferencia del mandril respecto del punzado, se ubicaron por encima y por debajo del punzado y, en ningún caso, se tuvo inconvenientes.
- Con el registro PLT nos permite alocar producción a nivel reservorio y definir instalación con mayor precisión.
- Hasta la fecha la consideramos un éxito si bien tuvimos problemas desde la primera selectiva a la fecha. La performance fue la esperada y con el correr del tiempo nos permitió mejorarla y aplicarla en diferentes contextos.
- Se presentaron problemas en solo dos selectivas de un total de 23 desde 2012. En una de ellas nos quedó aprisionado en fondo parte de la selectiva y, en el otro caso, directamente nos quedó toda la selectiva en fondo. Se decidió desvincular ON&OFF y bajar TPN + DB por encima del ON&OFF, porque los nuevos reservorios con interés estaban por encima del tapón propuesto.
- La selectiva cumplió con las premisas planteadas en el comienzo: flexibilidad en la operación, permitir producir los reservorios con líquido y gas. Además, se incorpora el *plunger lift* como alternativa para extender la vida útil del pozo en surgencia y resolver problemas de parafinas.



Bibliografía consultada

1. Bradley H. B., *Petroleum Engineering Handbook*, SPE, 1992.
2. James F. Lea Henry, V. Nickens Mike, R. Wells, *Gas Well Deliquification, second edition,* Elsevier, 2008.
3. Brown K. E., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Pennwell Publishing Company Vol 4, 1984.
4. González Montero G. D., *Completion Design for Gas Well Deliquification*, paper SPE – 173918.



Congresos y Jornadas

2017 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Los que vendrán

La Conferencia de ARPEL llegará en abril a Uruguay

Del 25 al 27 de abril, ARPEL (la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe) realizará en el Hotel Conrad de Punta del Este, Uruguay, la quinta edición de su Conferencia Regional de Petróleo y Gas.

Ministros de Energía y presidentes de compañías de petróleo y gas de la región participarán de una instancia especial de diálogo que tendrá como eje la nueva realidad energética y los desafíos y oportunidades que presenta para los gobiernos y las empresas.

Asimismo, la Conferencia ARPEL 2017 contará con un foro de negocios enfocado en la promoción de oportunidades de inversión en exploración y producción en América Latina y el Caribe.

Expertos de prestigio internacional tratarán temas, como perspectivas para el desarrollo de reservas de gas en la región, desafíos que enfrenta el *upstream*, el futuro de la industria en el nuevo contexto mundial, visión geopolítica y económica global y regional y su impacto en el sector energía, la industria en un mundo restringido en carbono, entre otros.

Serán tres jornadas para interactuar con altos ejecutivos y profesionales vinculados a la industria, buscar sinergias y detectar oportunidades de negocio en toda la cadena de valor.

Más información: *www.conferenciaarpel.org*



Llega a Buenos Aires LACPEC, la conferencia regional de la SPE

Este año, del 17 al 19 de mayo, la Argentina será sede de la Conferencia de Ingeniería de Petróleo para América Latina y el Caribe 2017 (LACPEC, o *Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*), el evento técnico más importante de la SPE en E&P para la región, diseñada para mostrar las existentes, emergentes y futuras necesidades del sector *upstream* de la industria de petróleo. Se trata de un evento técnico que ofrece a profesionales alrededor del mundo en E&P la oportunidad de compartir soluciones a retos de la industria, discutir tecnologías de punta, intercambiar experiencias e introducir a la región innovadoras soluciones.

Este año también se contará con importantes participaciones, como la de Janeen Judah (Chrevron) a cargo de la presidencia de la SPE; y de Anelise Lara (Petrobras), directora del área SPE Sudamérica y Caribe. Se esperan más de 150 presentaciones, ámbitos que ofrecen la oportunidad de discutir los temas más importantes y acciones por tomar, para capitalizar al máximo las posibilidades hidrocarburíferas de la región; y una Expo donde se exhibirán las nuevas tecnologías que permiten mayor eficiencia, menores costos y proveen una mayor seguridad. Además, se ofrecerán cursos de entrenamiento.



SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference

Creating Opportunities Today for a Better Tomorrow

Más información: *http://www.spe.org/events/en/2017/conference/17lacp/homepage.html*

La IGRC (IGU e IPB) se hará este año en Brasil

Del 24 al 26 de mayo en Río de Janeiro, Brasil, se realizará la IGRC 2017 (la *International Gas Union Research Conference*) donde se debatirá el futuro de la industria del gas natural con líderes de todo el mundo.

En efecto, se trata de uno de los eventos técnicos más importantes en la industria del gas y estará organizado por el Instituto Brasileño de Petróleo, Gas y Biocombustibles (IBP) en asociación con la Unión Internacional del Gas (IGU).

La Conferencia, de la cual *Petrotecnia* es *media partner* y el IAPG da apoyo institucional, es un evento itinerante que se realiza cada tres años en un país productor diferente: el anterior, por ejemplo, se desarrolló en Copenhague, Dinamarca. La edición 2017 tiene como lema "El gas natu-

ral: catalizando el futuro", y mostrará la tecnología como clave estratégica para el futuro modelo de negocio para el crecimiento del gas, hallando en las tendencias tecnológicas el pilar fundamental para el desarrollo de la industria.

El IGRC 2017 reunirá a líderes empresariales en todas las áreas del sector de gas natural para debatir los temas más relevantes en discusión en el escenario nacional e internacional.

El evento, que tendrá lugar en el complejo de eventos Riocentro, también reunirá a especialistas para presentar ponencias técnicas, que propondrán soluciones para enfrentar los desafíos al desarrollo del sector de gas natural y potenciar las oportunidades de negocio. Los temas de la conferencia incluyen varios segmentos, como producción y exploración, transmisión y distribución de gas, utilización de gas industrial, clima y medio ambiente, entre otros.

Más información: *www.igrc2017.com.br*

3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas

Del 30 de mayo al 1° de junio de 2017, el IAPG realizará en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas. La Integridad cobra una presencia cada vez mayor en el transporte de petróleo y de gas, debido a la necesidad de dar una respuesta a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo programas de O&M que permitan mejorar la eficiencia y cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

Este Congreso invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de integridad de instalaciones de hidrocarburos, involucrando todo el proceso: captación, tratamiento, transporte, refinación y distribución.

Entre los temas que se tratarán, se incluyen: diseño, regulaciones aplicables y construcción de ductos; sistemas y equipos; bombas, compresores, sistemas de potencia; selección de materiales en el *upstream* y *downstream*; revestimientos, protección catódica, *casing,* corrosión interna; corrosión bajo tensión y técnicas de evaluación de ductos en servicio y legislación, entre otros.

La sede será el Yatch Club de Puerto Madero. Más información: *www.iapg.org.ar*

Vuelve la Argentina Oil&Gas Expo (AOG)

Cada dos años el IAPG realiza la Argentina Oil & Gas Expo, convocando a los más destacados especialistas para diseñar estrategias que permitan seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. Fundamentalmente, para promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre al conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas; asumiendo siempre el compromiso de respetar el medio ambiente.

Del 25 al 28 de septiembre de 2017 regresa una nueva edición (la 11°) de esta exposición internacional del petróleo y del gas, considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Goza de gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su decimoprimera edición se proyecta la participación de más de 300 empresas, en una superficie de 35.000 m², con la presencia de 20.000 visitantes profesionales. La sede, como es tradicional, será La Rural Predio de Exposiciones, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Más información: *www.iapg.org.ar*

3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

En paralelo con la AOG 2017, del 25 al 28 de septiembre de 2017, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se llevará a cabo el 3° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional y llevará el nombre de "Ing. Luis Rabanaque"; será auspiciado por la Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL).

Conscientes de la importancia que revisten los desafíos de esta actividad en el mundo actual, el IAPG desea aportar una respuesta a la necesidad de crecientes conocimientos demandados por la perforación, la terminación, la reparación y el servicio de pozos tanto en yacimientos tradicionales, como en yacimientos maduros y no convencionales, arenas compactas, arcillas esquistosas (*tight sands*, *shale gas*, *shale oil*, etcétera).

En este congreso participarán las empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina, además de destacadas personalidades y expertos en los temas mencionados.

Las exposiciones técnicas se desarrollarán, según los ejes temáticos, siempre referidos a problemas y soluciones vinculados con la perforación: seguridad, salud ocupacional y medio ambiente; innovaciones tecnológicas en la construcción de pozos; innovaciones en los equipos de torre; operaciones en campos maduros y no convencionales; logística de operaciones; fluidos de perforación, terminación y reparación; operaciones *offshore*; integridad de pozos, abandono de pozos; manejo de *flowback*, tratamiento de desechos sólidos y líquidos; geomecánica de rocas, capacitación y desarrollo del personal; control de pozos; productividad de la industria y su optimización.

Más información: *www.iapg.org.ar*

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS AHORA EN TUS REDES SOCIALES

facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca

@IAPG_info
@IAPGEduca

youtube.com/IAPGinfo

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

PAE, con la salud materno infantil

En el marco del programa Creciendo juntos, una iniciativa promovida por Pan American Energy (PAE), especialistas de la Fundación para la Salud Materno Infantil (FUNDASAMIN) iniciaron un nuevo ciclo de capacitaciones en el Golfo San Jorge. Desde hace 14 años y de manera consecutiva, PAE, junto al Ministerio de Salud del Chubut, implementa este programa en el Hospital Regional de Comodoro Rivadavia.

La primera jornada del ciclo 2017 abordará temas vinculados con los servicios de Obstetricia y Neonatología. Asimismo, el cronograma prevé una revisión sobre la temática del manejo inicial del recién nacido prematuro y diferentes módulos con temas específicos de cada área.

Los principales objetivos de "Creciendo Juntos" son capacitar en atención y educación al personal de salud que asiste a embarazadas, puérperas y recién nacidos, colaborando así en la disminución de la mortalidad infantil, la mejora de la salud materna y la calidad de la atención perinatal; además de trabajar la integración y la articulación de los sectores público, privado y de las obras sociales.

Desde su implementación, "Creciendo Juntos" colaboró en la reducción de la Tasa de Mortalidad Natal en un 43% y la Tasa de Mortalidad Fetal en un 60%. "Además, nos permitió conocer la dinámica de trabajo del equipo de salud de hospitales públicos y clínicas privadas al detectar los cuidados y los procedimientos que deben ser revisados y las estrategias para lograrlo", explicó Agustina Zenarruza, Líder de Responsabilidad Social de Pan American Energy.

Pan American Energy busca ser un promotor activo de las comunidades cercanas a sus operaciones. Por eso, desarrolla sus programas de responsabilidad social en cuatro ejes estratégicos de trabajo: Educación y Cultura, Salud y Deporte, Desarrollo local y Ambiente. Estas iniciativas se implementan con el trabajo articulado de instituciones públicas y privadas, el relevamiento de necesidades locales y la mirada a largo plazo, teniendo como objetivo el desarrollo sustentable. Más información: *www.pan-energy.com*

Setubal convocado al Directorio de Royal Dutch Shell

Roberto Setubal, CEO de Itaú Unibanco, en San Pablo (Brasil), recibió y aceptó la invitación de Royal Dutch



Shell plc (Shell), empresa angloholandesa con sede en Hague, Holanda, para ser miembro de su Directorio, máximo órgano de la empresa, a partir de octubre de 2017, con elección prevista para el próximo 25 de mayo en la Asamblea General de Accionistas Anual de Shell.

Tal actividad no interferirá en las funciones de Roberto como copresidente del Directorio de Itaú Unibanco, rol que asume a partir de mayo, ni en la relación del banco con Shell, actualmente la mayor compañía de petróleo de Europa y una de las tres más importantes según valor de mercado entre todas las empresas del viejo continente. Fundada en 1907, opera en diferentes países, principalmente en las actividades de exploración, refino de petróleo y gas natural, además de dedicarse a la distribución de derivados de petróleo y a la actividad petroquímica, con ingresos superiores a USD230.000 millones en todo el mundo en 2016.

El Grupo Iraola firmó un convenio con la española Clavijo

En España se firmó un acuerdo entre Leandro Iraola, Presidente del Grupo Iraola, al que pertenecen las empresas Corven Autopartes y Corven Motos, y Miguel Clavijo, Presidente del Grupo CLAVIJO ELT S.L., con el fin de producir estructuras y seguidores solares (*Solar Tracker*) en la provincia de Santa Fe, Argentina.

El Grupo Iraola posee sus centros fabriles estratégicamente ubicados en la ciudad de Venado Tuerto,



provincia de Santa Fe. Lo integran distintas unidades de negocios enfocadas en el mercado de Autopartes, Motos, Agropecuario, Energético y de Bienes Raíces; empleando a más de 800 personas en forma directa. Dentro de las empresas se destacan dos divisiones que son líderes en sus mercados, Corven Autopartes, que fabrica y comercializa autopartes desde hace más de 45 años; y Corven Motos, empresa que fabrica y comercializa motocicletas dentro del mercado argentino.



El Grupo español CLAVIJO ELT S.L. es una empresa española, con más de 50 años de historia en el estudio, fabricación e instalación de parques fotovoltaicos generadores de energía solar. La empresa ha realizado instalaciones en distintas partes del mundo, con una capacidad de generación mayor a 1,5 GW (gigawatios).

El grupo Clavijo produce estructuras fijas (Monoposte/Biposte) y seguidores solares (un eje monofila-SP160 y un eje multifila-SP1000), que luego instala adaptándolos a las condiciones climáticas y geológicas de cada terreno.



Los más de 150 proyectos, desarrollados en los cinco continentes, demuestran la capacidad de adaptación que posee la empresa española y sus productos a los distintos desafíos que le presenta el clima y la topografía del terreno, gracias a la eficiencia, la durabilidad y la fiabilidad de sus productos y soluciones.

La firma del acuerdo entre ambas empresas permitirá que estos productos comiencen a producirse en la Argentina, brindando una solución nacional para el gran número de empresas que están invirtiendo en energía fotovoltaica, como se plasmó en las licitaciones RENOVAR 1 y RENOVAR 1.5.

Tres soluciones de Schneider, premiadas



Schneider Electric, empresa dedicada a la gestión y la automatización de la energía, anunció que tres de sus soluciones (Easergy T300, Resi9 DB60 y Avatar On) fueron premiados por IF Design, el 10 de marzo último durante la ceremonia que tuvo lugar en Munich.





Las soluciones Easergy T300 y Resi9 DB60 compitieron bajo la categoría de *Industr/Skilled Trades*. *Avatar On* lo hizo en la categoría *Building Technology/Switches*. Se lanzaron en 2016 y cumplen con los rigurosos estándares de diseño de Schneider Electric en términos de fiabilidad, ingenio y facilidad de uso.

Easergy T300 es una solución de control y monitoreo flexible y compacta para sistemas de distribución eléctrica. Utiliza las últimas tecnologías de automatización de comunicación y alimentación y es una piedra angular de la arquitectura *Ecostruxure Grid IoT* que soporta la transformación digital de los operadores de red.

DB60 es un disyuntor de corriente residual de la gama de protección eléctrica doméstica Resi9. Se trata de un dispositivo intermedio entre el suministro de CA proporcionado por el proveedor de energía y el panel de distribución hogareño. Esta solución cumple con las normas aplicables más recientes.

Avatar On fue diseñado, desarrollado y producido exclusivamente para el mercado chino. Esta nueva gama de interruptores se integra fácilmente en todos los estilos de interiores gracias a su gran variedad de cubiertas incluyendo plástico, madera, metal, mármol, cuero y una cubierta personalizable e imprimible.

Frédéric Beuvry, vicepresidente de Diseño Industrial y Ergonomía de Schneider Electric, a propósito, sostuvo: "Estamos orgullosos de tener tres de nuestras soluciones más avanzadas premiadas por IF Design. El diseño es el resultado del trabajo de muchos equipos diferentes y estos reconocimientos representan un punto culmine para nuestros equipos de diseño e ingeniería que se esfuerzan continua y conjuntamente por la excelencia".

Sobre Easergy T300

- Easergy T300 es el resultado de cuatro años de innovación y desarrollo.
- Su diseño compacto y modular simplifica la instalación, la puesta en marcha y el mantenimiento con funciones avanzadas de acuerdo con la configuración de la red inteligente de servicios públicos.
- Easergy T300 se utiliza para detectar y administrar fallas en las redes eléctricas en las subestaciones MT/BT a través de las redes públicas de distribución de energía.
- La solución fue lanzada en 2016, dirigida a mercados europeos, asiáticos y americanos.



Sobre Resi9 DB60

- DB60 es el resultado de 5 años de desarrollo.
- DB60 es un disyuntor de corriente residual de la gama de protección eléctrica doméstica Resi9.
- Es un dispositivo intermedio entre el suministro de CA que proporciona el proveedor de energía y el panel de distribución hogareño.
- DB60 cumple con los estándares aplicables más recientes.
- Sus principales características incluyen facilidad de instalación, mantenimiento y seguridad.
- Una pestaña de bloqueo garantiza la seguridad del ingeniero en el lugar.
- Disponible para la venta desde finales de 2016, principalmente en Francia y Portugal.

Sobre *Avatar On*

- Se integra en todos los estilos de interiores gracias a una amplia gama de cubiertas intercambiables y personalizables.
- Incluye una llave y un soporte para el teléfono celular.
- Diseñado y desarrollado para el mercado chino.

Día Mundial de la Eficiencia Energética en el MINEM



La Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética junto con el Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía, la Fundación Vida Silvestre/Top Ten Argentina, el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética y el Centro Argentino de Ingenieros, conmemoraron el Día Mundial de la Eficiencia Energética (5/3), en una jornada que contó con la participación de más de 170 personas.

"Este es un evento muy importante donde nos reunimos el Estado, la academia, la Sociedad Civil y el



sector privado para celebrar con este día la importancia que tiene la eficiencia energética en nuestras vidas y el acontecer del país", expresó la Subsecretaria de Ahorro y Eficiencia Energética, Ing. Andrea Heins, en la apertura del evento.



El encuentro tuvo lugar en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires, donde diferentes representantes del sector energético del país compartieron un espacio de exposiciones sobre perspectivas mundiales en Eficiencia Energética, Escenarios Energéticos al 2025 con políticas de eficiencia, y aspectos relevantes en sectores, como residencial e industrial.

La subsecretaria Andrea Heins dio por finalizada la jornada con un repaso sobre el trabajo realizado por la Subsecretaría durante 2016 y presentando los objetivos planteados para 2017, los cuales responden a las prioridades del Gobierno nacional en materia de energía, desarrollo humano y medio ambiente.



Reconocimiento de CDP por el accionar sobre cambio climático

Schneider Electric fue galardonada con una posición en la *Climate A List de CDP*, organización internacional sin fines de lucro que impulsa las economías sostenibles, convirtiéndose así en la única empresa de su industria que obtiene un grado A durante seis años consecutivos, un reconocimiento a su acción por reducir emisiones y compromiso por la sostenibilidad.



"Estamos orgullosos de unirnos nuevamente este año al grupo de empresas que integra la altamente reconocida *Climate A list de CDP*. Schneider Electric es la única empresa de su industria que obtiene un grado A por seis años consecutivos. Esto es un reconocimiento a nuestra estrategia de impulsar la innovación en todos los niveles en aras de la sostenibilidad. Existe una conexión tangible entre la sostenibilidad y el rendimiento empresarial. Estamos comprometidos con ofrecer soluciones innovadoras que aborden la paradoja de la energía: equilibrar la huella de carbono de nuestro planeta con el derecho humano irrefutable a una energía de calidad", sustuvo Jean-Pascal Tricoire, Presidente y CEO de Schneider Electric.

Schneider Innovation at Every Level aprovecha el poder y la promesa de Internet de las Cosas para reestructurar las ciudades, transformar las industrias y enriquecer las vidas a través de productos conectados, edge control y aplicaciones, análisis y servicios.

Liderar la transición hacia una economía baja en carbono

La Lista del Clima A (*Climate A List*) se publica en el informe *Out of the starting blocks: Tracking progress on*



corporate climate action. El informe, que establece la línea de base para la acción de clima corporativo, revela que las corporaciones globales han comenzado la transición a una economía baja en carbono, y algunas ya están capitalizando las oportunidades que esto ofrece. 193 empresas *A Listers* aparecen en la lista, que se ha producido a petición de 827 inversores con activos de USD100.000 millones.

Solo a un 9% de las empresas que presentan sus divulgaciones anuales de clima a CDP para la evaluación independiente se les otorga una posición en la lista de Climate A. Por lo tanto, las empresas que figuran en esta lista han sido identificadas como líderes en sus esfuerzos y acciones para combatir el cambio climático en el último año del informe del CDP. El progreso de las empresas en la reducción de las emisiones en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París se seguirá en el futuro informe anual.

El presidente ejecutivo de CDP, Paul Simpson, dijo: "Felicitamos a las 193 compañías de la Lista A que están liderando el cambio hacia un futuro bajo en carbono. Las empresas son actores claves para permitir que la economía mundial alcance sus nuevos objetivos climáticos y el liderazgo de este grupo señala el camino para que otros tomen acciones audaces y aprovechen las oportunidades que esperan".

Schneider Electric figura en varios índices importantes de sostenibilidad, como el CDP Climate A-List, pero también en los índices Dow Jones Sustainability™ World & Europe Indices y The World's Most Ethical Companies©. Esta participación confirma el compromiso del grupo, que mide sus esfuerzos con su propio Planet & Society Barometer, el índice de desarrollo sostenible de la empresa desde 2005. Además, en noviembre pasado Schneider Electric asumió 10 nuevos compromisos en el marco de la Conferencia de París sobre Cambio Climático (COP21), en torno a sus productos y soluciones, pero también en torno a su I + D y su cadena de suministro, para hacer la empresa y su ecosistema neutral en los próximos 15 años.

La Lista del Clima A y las puntuaciones climáticas de todas las empresas que participan públicamente en el programa de cambio climático del CDP este año están disponible en el sitio web de CDP: *www.cdp.net*

Eaton en Expo Eficiencia Energética 2017

Eaton Industries Argentina estará presente en Expo Eficiencia Energética 2017, una exposición internacional de proveedores de productos y servicios del sector de Energía, que tendrá lugar del 7 al 9 de junio, de 14 a 21 h, en el Centro Costa Salguero.

La exposición reunirá a empresas, instituciones, organismos públicos y privados, quienes mostrarán los adelantos tecnológicos respecto al uso racional de la energía y todo lo relacionado al desarrollo sustentable en la Argentina. Los asistentes podrán conocer la propuesta de Eaton en el Stand 142 durante los tres días del evento.

El 7 de junio, a las 19 h, el Ing. Jerónimo Lucca y el Ing. Francisco Nygaard, especialistas de Eaton en soluciones para distribución de energía eléctrica, realizarán una disertación bajo el título "Ser sustentable es ser eficiente: el desafío de la sustentabilidad en la gestión de la energía". En este espacio conversarán con la audiencia sobre los riesgos en el uso de gas SF6 en el segmento de media tensión y las alternativas más seguras, limpias y eficientes disponibles en el mercado.



El evento es de acceso libre y gratuito. Más información: *http://expoeficiencia-energetica.com*

Alianza entre YPF, QEV y ABB

YPF, QEV Argentina y el grupo internacional ABB se unen para iniciar la primera fase de un proyecto que contempla la instalación de más de 200 puestos de recarga para vehículos eléctricos en la red de estaciones de servicio que YPF tiene en el país.



El acto de firma contó con la participación del CEO de QEV, Pablo Negre, y el gerente ejecutivo Comercial de YPF, Enrique Levallois.

Durante el encuentro, Negre afirmó que la alianza con YPF "dotará a la Argentina de una red nacional de carga rápida, estándar y universal, que permitirá que el país sea un jugador destacado en el futuro de la electro movilidad en Latinoamérica".

Por su parte, Levallois destacó la importancia de este acuerdo: "Se enmarca en la visión estratégica de YPF de ser una empresa integral de energía, a la vanguardia del mercado automovilístico y las necesidades del cliente. Vemos una tendencia mundial con interés creciente por la utilización de la energía eléctrica como medio de locomoción. YPF va a liderar esa evolución en nuestro país".

La primera fase contempla la puesta en marcha de 220 postes de recarga en 110 estaciones de servicio. La instalación estará a cargo de QEV Argentina en asociación con el grupo ABB (ASEA Brown Broveri) y demandará 13 millones de dólares.

Los dispositivos, desarrollados por ABB, son de carga rápida DC (15-30 minutos por término medio para el 90% de la batería) y, además, cuentan con los tres protocolos estándar y dominantes del mercado (CCS, CHadeMo y AC). También poseen un soporte digital multimedia que permitirá al usuario una experiencia de carga ágil y segura mediante la geolocalización del punto de recarga más cercano, la reserva de turno de carga y el pago con tarjeta de crédito.

El proyecto tendrá una primera fase que contempla la instalación de 220 cargadores ABB en 110 estaciones de servicio de la red de YPF. La inversión proyectada asciende a los 13 millones de dólares.

Los cargadores poseen capacidad de carga rápida (15-30 minutos para el 90% de la batería). Esta velocidad se logra a partir de la entrega continua de 50 kw de potencia.

- Los Cargadores Rápidos Terra 53 están monitoreados de manera remota, lo cual asegura un alto nivel de disponibilidad como parte de la plataforma digital ABB Ability.
- Cuentan con un software que permitirá al usuario geolocalizar el punto de recarga más cercano, realizar la reserva de turno de carga y pagar mediante tarjeta de crédito, un smartphone o RFID (billetera electrónica). La pantalla *touch screen* de 8" del cargador rápido guía al usuario a través del proceso de carga.
- El cargador rápido cuenta con los tres protocolos estándares y dominantes del mercado (CCS, CHadeMo y AC), que lo habilita para trabajar con vehículos eléctricos de distintas marcas. Estos protocolos aseguran su compatibilidad con futuros desarrollos tecnológicos en la industria de los vehículos eléctricos. La tecnología de carga rápida de ABB se utiliza también para la carga de buses eléctricos.
- Los cargadores rápidos se instalan típicamente en estaciones de servicio, estacionamientos, supermercados, restaurantes, shoppings y otros lugares en zonas urbanas, donde el usuario podrá cargar su vehículo en el tiempo que tarda en tomar un café.

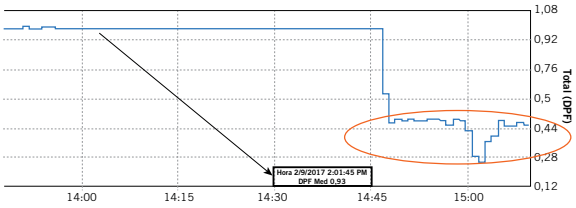
Y asegura un rendimiento óptimo, la reducción al mínimo del tiempo de inactividad y la protección del equipamiento crítico del negocio. Estas son las principales razones para invertir en mantenimiento preventivo y correctivo.

Compensación de Factor de Potencia de Schneider

La variación del factor de potencia es tan rápida que los bancos de capacitores se dañan rápidamente. Para solucionarlo, Schneider Electric propone utilizar un filtro activo Accusine de 200A y llevar al sistema a un factor de potencia fijo de 0,98.



Mediante este producto se logra una compensación instantánea, permanente y un ahorro de energía en la generación. Además, se evitan costos de mantenimiento al no utilizar más capacitores (de vida útil limitada) y eliminando el uso de contactores y relés varimétricos. Se elimina el retorqueado al desaparecer todos los esfuerzos electrodinámicos y el riesgo de incendios o explosiones.



Beneficios: debajo se muestra la medición de Factor de Potencia Total ilustrando la diferencia entre el estado de "activado" (DPF= 0,98) y "desactivado" (DPF=0,44) del filtro activo.

Y asegura un rendimiento óptimo, la reducción al mínimo del tiempo de inactividad y la protección del equipamiento crítico del negocio. Estas son las principales razones para invertir en mantenimiento preventivo y correctivo.

5° edición de los Premios Mayma en Chubut y Santa Cruz

El Programa Pymes de Pan American Energy (PAE) promueve, por quinto año consecutivo, el desarrollo del Concurso Nacional Mayma 2017 en las provincias de Chubut y Santa Cruz. Organizada por la Asociación Civil Contribuir, esta iniciativa busca potenciar y capacitar a emprendedores que desarrollen proyectos de impacto social, económico y ambiental.

Esta edición de los premios que será lanzada en Comodoro Rivadavia, Trelew, Puerto Madryn y Sarmiento (Chubut), y Caleta Olivia y Pico Truncado (Santa Cruz), buscará acompañar al emprendedor en la redefinición de la estrategia del negocio, además de conectarlo con mentores que apuesten a la aceleración del proyecto.

El concurso brinda orientación y capacitación para repensar proyectos y volverlos sostenibles en el tiempo, acompañando a emprendedores que aspiran a ser parte de las nuevas economías. "Año tras año la iniciativa se afianza y crece como una comunidad integrada por más de 1100 emprendedores y por un equipo profesional que incluye más 300 mentores", afirmó Margarita Carlés, Directora de Mayma.

De esta forma y con 12 años de trayectoria, el Programa Pymes de PAE continúa reafirmando, fortaleciendo y promoviendo el desarrollo de proyectos regionales, ayudándolos a construir un horizonte de negocios exitoso. Solo en el último año, brindó más de 41.490 horas de formación a través de 175 capacitaciones realizadas en las que participaron más de 2.800 referentes de empresas y emprendimientos de la región.

Más información en: *www.pan-energy.com*

YPF presentó los resultados del primer trimestre de 2017

En el primer trimestre del año, el EBITDA (resultados operativos antes de depreciaciones, amortizaciones y perforaciones exploratorias improductivas) alcanzó los $16.826 millones (+34,7%). Asimismo, cabe destacar que el flujo de caja operativo alcanzó los $24.650 millones (+127,7%), informó la empresa.

Por el lado de los ingresos, los mismos ascendieron a $57.003 millones (+21,5%) impulsados por los mejores precios que la compañía obtuvo en sus principales productos: naftas, gasoil y gas. Por el lado del crudo, en este período, se registró una caída del 14,4 % en dólares en el precio promedio comercializado en el mercado local respecto al primer trimestre de 2016.



La utilidad operativa de la compañía alcanzó los $4.511 millones (+178,8%) y la utilidad neta los $192 millones (-77,5%).

Por último, durante el primer trimestre, las inversiones de la compañía totalizaron los $11.950 millones (-18,9%).

Estos resultados fueron aprobados por el directorio de la compañía y presentados a los mercados de Buenos Aires y de Nueva York.

Resultados en el *upstream*

La producción total de hidrocarburos de la compañía alcanzó los 573.500 barriles diarios de petróleo equivalente, con una disminución del 6% en la producción de crudo y un crecimiento del 2,8% en la de gas, respecto del mismo período del año anterior.

La producción de *shale* neta de YPF totalizó los 34.300 barriles de petróleo equivalente día con un total de 555 pozos en producción –al cierre del primer trimestre de 2017- ocho equipos activos de perforación y nueve de workover. En tanto, la producción de *tight* gas totalizó los 13,1 millones de metros cúbicos por día.

En materia de producción de gas, se destacan los proyectos de *tight*, especialmente los que tienen como objetivo las formaciones Lajas y Mulichinco, en los desarrollos de Aguada Toledo Sierra Barrosa, Estación Fernández Oro y Rincón del Mangrullo.

Las inversiones del segmento totalizaron en este período los $9.448 millones. Se pusieron en producción un total de 96 pozos nuevos, de los cuales 14 se ubicaron en Vaca Muerta y se finalizaron 11 pozos exploratorios.

Resultados en el *downstream*

En este período, vuelve a destacarse el comportamiento de los productos *premium* de la compañía con un incremento del 9,8% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia y del 15,8% en Infinia Diesel, como así también el aumento en el *market share* en las naftas y diésel.

La compañía invirtió $1279 millones en el *downstream,* y avanza en los proyectos de *revamping del Topping III* en Mendoza, cuya puesta en marcha se estima para la segunda mitad del año.

Resultados en gas y energía

Este segmento de la compañía muestra resultados positivos en sus principales indicadores. Las ventas netas alcanzaron los $13.745 millones y la utilidad operativa fue de 558 millones de pesos.

También se incrementaron las inversiones, que ascendieron a 943 millones de pesos. Se destaca el avance en las obras de construcción de las nuevas plantas termoeléctricas Loma Campana I y Loma Campana Este, ubicadas en el yacimiento del mismo nombre, en Neuquén; las nuevas centrales termoeléctrica Y-GEN e Y-GEN II, también emplazadas en Loma Campana; y El Bracho, en la provincia de Tucumán.

Con respecto al Parque Eólico en Manantiales Behr, provincia de Chubut, la compañía espera entre en operaciones, en forma gradual, a fines de este año y mediados del próximo.

Asimismo, se estima que Loma Campana I, Loma Campana Este e YGEN entrarán en producción en la segunda mitad de 2017, e YGEN II en la primera mitad de 2018.

Schneider Electric presenta EcoStruxure



Schneider Electric anunció un importante avance en su capacidad para ayudar a sus clientes industriales a reducir la complejidad de procesos, aprovechar la tecnología abierta y experimentar nuevos niveles de valor y eficiencia con la introducción de EcoStruxure™ para la industria. La arquitectura de sistemas abiertos e interoperables para plantas y máquinas basada en IIoT aprovecha la nueva System Platform 2017, impulsada por WonderwareTM, que ofrece un nuevo estándar de excelencia operacional para organizaciones industriales. System Platform 2017 ofrece nuevas y significativas posibilidades para desarrolladores y usuarios de la plataforma líder del sector, que actualmente se ejecuta en más de 100.000 sitios en todo el mundo e incluye un ecosistema de 4.000 integradores de sistemas y socios de implementación y 160.000 desarrolladores.

EcoStruxure para la industria, anunciado en Hannover Messe, es el resultado del liderazgo de la compañía durante décadas, de una inversión multimillonaria en I+D y de las adquisiciones de otras empresas en los últimos tres años. La arquitectura ayuda a sus clientes a desbloquear el potencial de la digitalización y de la IIoT para acelerar el desarrollo abierto basado en estándares y ofrecer a los clientes industriales una alternativa más flexible que el modelo actual, donde múltiples y disímiles sistemas dentro de un proceso requieren ingeniería compleja y significativa para aprovechar las oportunidades que ofrece IIoT.

EcoStruxure para la industria es la aplicación de la arquitectura EcoStruxure de Schneider Electric para clientes industriales, que reúne el más amplio portafolio de ofertas de energía, automatización y software del sector en soluciones completas y listas para implementar en los clientes. Permite a los clientes de la industria aprovechar al máximo las nuevas oportunidades creadas por la digitalización y proporciona un marco integrado para que los clientes industriales puedan abordar la creciente complejidad de las operaciones industriales, optimizar sus activos y aumentar la velocidad de adaptación a las cambiantes condiciones del mercado.

"EcoStruxure para la industria es el próximo gran paso en nuestro largo historial de entrega de soluciones de alto valor añadido a nuestros clientes y la transformación del mundo industrial con tecnología", dijo Peter Herweck, miembro del Comité Ejecutivo y vicepresidente Ejecutivo de la Unidad de Negocios de Industria de Schneider Electric; "siempre nos hemos centrado en la eficiencia de las operaciones industriales mediante la aplicación de tecnologías abiertas e interoperables y software agnóstico. Los usuarios industriales ahora pueden aprovechar estas nuevas tecnologías y digitalizar inteligentemente sus actividades para lograr mayor eficiencia operativa, de extremo a extremo, que conduce a una mayor rentabilidad", agregó.

En el núcleo de EcoStruxure para la industria está su System Platform 2017, accionada por Wonderware, una gran cantidad de software responsivo, escalable y abierto para desarrolladores de aplicaciones industriales. Proporciona nuevas capacidades para el diseño de aplicaciones nuevas y/o personalizadas para optimizar procesos y



Profesionales & consultores

GiGa Consulting

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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

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

VYP CONSULTORES S.A.

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

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

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

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*



activos industriales y para aprovechar aplicaciones desarrolladas por socios y desarrolladores de software de terceros, así como por Schneider Electric. Con un entorno de desarrollo abierto y una interfaz interoperable, los usuarios pueden obtener una mayor visibilidad de las operaciones industriales para ofrecer un mayor valor de negocio en torno a la seguridad, la fiabilidad, la eficiencia, la sustentabilidad y la conectividad.

"A pesar de todas las nuevas tecnologías y capacidades disponibles, muchas operaciones industriales siguen funcionando por debajo de su nivel óptimo cuando se trata del potencial valor de negocio que pueden generar", dijo Craig Resnick, vicepresidente de ARC Advisory Group. "La optimización del valor comercial en las operaciones industriales requiere soluciones escalables y abiertas que ayuden a los usuarios a aprovechar cada activo industrial. Un enfoque abierto podría, en última instancia, permite a la industria pasar de la supervisión del valor de los negocios a mejorarla y controlarla", agregó.

Eficiencia operativa

Como una empresa con la oferta más sólida y completa para automatización y energía que abarca máquinas e instalaciones discretas, híbridas y de proceso, Schneider Electric ve una oportunidad única para abordar estos desafíos en clientes con procesos híbridos o continuos. En el pasado, los datos de procesos continuos eran difíciles de extraer, integrar y analizar. Con EcoStruxure para la Industria, Schneider Electric puede conectar edge y cloud computing para permitir que los análisis de datos conduzcan a procesos más inteligentes en activos e instalaciones continuas. La empresa ha aprovechado su fuerza en este espacio para trabajar en estrecha colaboración con los operadores de procesos híbridos.

Co-desarrollo de IIoT abierto

El anuncio de EcoStruxure para la industria llega el mismo día que un anuncio de un avance importante en su colaboración estratégica con Microsoft Corp. que mejora significativamente el valor que las empresas pueden ofrecer a organizaciones en múltiples industrias. Los clientes ahora pueden acceder a múltiples aplicaciones basadas en la nube de la arquitectura EcoStruxure de Schneider, que utilizan las capacidades completas de la plataforma de nube de Azure, así como capacidades de próxima generación como la realidad mixta para aportar nuevos niveles de capacidad de toma de decisiones, productividad y eficiencia.

Otras asociaciones destacadas en Hannover Messe incluyeron una demostración de desarrollo conjunto y colaboración en la seguridad de Internet industrial y la interoperabilidad con el Consorcio Industrial de Internet (IIC), donde Schneider Electric es miembro desde 2015. Schneider es también uno de los miembros fundadores de ODVA y se asoció con ellos en su stand en Hannover para avanzar en tecnologías de información y comunicación abiertas e interoperables en la automatización industrial.

EcoStruxure es la arquitectura de sistema abierto, interoperable y compatible con IIoT de Schneider Electric, que proporciona un mayor valor en cuanto a seguridad, fiabilidad, eficiencia, sustentabilidad y conectividad para nuestros clientes. EcoStruxure aprovecha las tecnologías de IIoT, movilidad, detección, nube, análisis y ciberseguridad para ofrecer innovación en todos los niveles, incluyendo productos conectados, control de bordes y aplicaciones, análisis y servicios. EcoStruxure se ha desplegado en más de 450.000 instalaciones, con el apoyo de 9.000 integradores de sistemas, conectando más de 1.000 millones de dispositivos.



Jornada de capacitación de Dow en Neuquén

En una jornada que buscó reunir a las empresas más importantes del sector petrolero de la Argentina, Dow presentó sus tecnologías para el mercado del crudo, con el objetivo de llevar soluciones que protejan los campos y así aumentar la productividad.

Estas tecnologías innovadoras fueron compartidas por importantes ejecutivos de la compañía, expertos en el tema, como Ken Wunch, Líder de la Plataforma Tecnológica de Energía de Dow Microbial, y Rick Strittmatter, Director Global de Pesquisa y Desarrollo, quien lidera, entre otras cosas, la estrategia de crecimiento de tecnologías sostenibles para control microbiano.

El evento estuvo abierto para las empresas interesadas del sector, y se realizó en el Hotel Casino Magic de Neuquén con una amplia participación.

Wärtsilä y un evento sobre la generación térmica

Con la participación de casi 200 ejecutivos del sector energético, en abril se realizó la sexta edición de la conferencia "La generación térmica que viene", organizada por la empresa finlandesa Wärtsilä, uno de los mayores fabricantes de tecnologías de generación del planeta, en el Faena Art Center de Buenos Aires.



El seminario, que se organiza de forma ininterrumpida desde hace 10 años y se posicionó como un espacio de análisis y presentación de tendencias y novedades de la industria energética, esta vez estuvo enfocado en los desafíos que enfrenta el sistema a partir de la creciente expansión de las energías renovables. En ese sentido, los disertantes de Wärtsilä expusieron un completo análisis de cómo la hipercompetitividad de este tipo de tecnologías está modificando las pautas operativas del parque de generación.

La apertura del evento estuvo a cargo de Daniel Redondo, Secretario de Planeamiento Estratégico del Ministerio de Energía y Minería, que enfatizó: "La meta de los próximos tres años es lograr un sector energético normal, previsible y con inversión. Dejar de pensar en la Argentina de la transición y empezar a pensar en la Argentina que queremos a largo plazo, con generación eficiente de energía y con grandes proyectos en marcha", además, agregó que "debemos alcanzar consensos para que esas políticas se traduzcan en planes concretos que se mantengan en el tiempo".

Por su parte, Alberto Fernández, Managing Director para el Cono Sur de Wärtsilä, reparó que "el altísimo nivel competitivo en materia de precios que demostraron tener las energías renovables representa un desafío interesante para el mercado eléctrico, especialmente porque requiere de un sistema con mayor flexibilidad para lograr la mejor integración de esas tecnologías con centrales convencionales de energía termoeléctrica, nuclear e hidroeléctrica".



"Para nosotros es muy importante contar con la participación de funcionarios, técnicos y ejecutivos del sector", resaltó, antes de agregar que "Wärtsilä ha desarrollado el motor de combustión más eficiente del mundo, con un nivel de eficiencia de casi 50% en ciclo abierto, que se verá en uno o dos años en los mercados".

Wärtsilä proveerá en la Argentina motores para instalar centrales térmicas por más de 500 megawatts a compañías, como Pampa Energía, Sullair y Secco. En conjunto, los proyectos traccionarán una inversión de unos USD450 millones.

"Por lo general, ponemos el foco en la necesidad de mejorar la eficiencia del parque de generación, pero en ese camino perdemos de vista que la única manera de alcanzar ese objetivo es construyendo un sistema mucho más flexible, que sea capaz de operar con distintos combustibles en forma simultánea y adaptarse de la manera más eficiente a los arranques y paradas que obliga el despacho", añadió en la misma línea Gastón Giani, Gerente de Desarrollo de Negocios para el Cono Sur de Wärtsilä.

Giani repasó en detalle el estado de avance de las centrales térmicas que provee la compañía finlandesa, y que el año pasado registró ventas, a nivel mundial, por más de 5000 millones de euros. "Sin el acompañamiento de nuestros clientes, que apostaron por incorporar una nueva tecnología como la de Wärtsilä, no hubiera sido posible registrar el crecimiento de los últimos años", agradeció.

La presencia de Iñigo Viani, VP de Renovables y Almacenamiento de Wärtsilä en el nivel global, sirvió de plataforma de lanzamiento de Wärtsilä en el negocio solar en la Argentina y la región. "Nuestra visión es ofrecer soluciones integrales en el área de generación fotovoltaica. Podemos construir plantas solares y también híbridas, que combinen paneles, motores y baterías de almacenamiento", destacó el ejecutivo.

YPF construye su parque eólico en Manantiales Behr

YPF avanza en la construcción de su primer parque eólico en el yacimiento Manantiahles Behr, en la provincia de Chubut, con la llegada de los componentes principales de los aerogeneradores al puerto de Comodoro Rivadavia.

Este proyecto demandará una inversión de 200 millones de dólares aproximadamente y constituye el primer paso de YPF en materia de energías renovables, un aspecto clave en su visión de ser una empresa de energía integrada.

En dos barcos que llegaron en recientemente al puerto de Comodoro Rivadavia, trajeron las palas de rotor de unos 55 m de longitud, las torres con una altu-



ra total de 84 m, y los generadores.

Las turbinas fueron desarrolladas por VESTAS, el mayor fabricante de aerogeneradores del mundo, que cuenta con la experiencia, el conocimiento y la tecnología necesarios para las condiciones climatológicas de la región patagónica de nuestro país. El yacimiento Manantiales Behr se encuentra en una de las áreas de mayores vientos de la Argentina y presenta las condiciones ideales para el desarrollo de un parque eólico de este tipo.

En paralelo con la llegada de los equipos, la compañía trabaja para acondicionar la zona y realizar la obra civil necesaria para la instalación de los aerogeneradores.

El nuevo parque tendrá una superficie total de 6.000 m² y contará con 30 aerogeneradores, una línea de 132kV y dos subestaciones transformadoras. En una primera etapa entregará 50 MW de potencia, que permitirá abastecer parte del consumo de la compañía en sus yacimientos y refinerías. En una segunda etapa, generará hasta 100MW, un consumo similar al que hoy tiene la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El parque eólico representa una fuente de energía segura y renovable, que no produce emisiones a la atmósfera ni genera residuos. Permite ahorrar combustibles y reducir costos, así como diversificar la matriz energética y mitigar el cambio climático.

La energía generada por la planta eólica de Manantiales Behr representa el 16% de la demanda eléctrica de la compañía en el Mercado Eléctrico Mayorista. El objetivo a mediano plazo es lograr que toda la demanda de electricidad de YPF provenga de fuentes renovables, lo que significará un gran aporte para la sustentabilidad del país.



Siemens completa la fusión con Gamesa

Siemens Wind Power, junto con la española Gamesa, formarán un proveedor de energía eólica líder en el mundo, con una presencia global sin comparación y una posición excelente en un atractivo mercado en crecimiento. Ambas empresas se complementan mutuamente de manera casi perfecta y ostentan una cartera de productos única.

Al mismo tiempo, la adquisición de la estadounidense Mentor Graphics fortalecerá la cartera de productos y servicios digitales de Siemens. Mentor Graphics es un añadido importante para la cartera "Digital Enterprise" de Siemens. Los clientes no solo podrán diseñar la estructura y los sistemas mecánicos de un producto y simular su comportamiento, también podrán mapear y optimizar los sistemas electrónicos de forma virtual. Gracias a décadas de experiencia en automatización industrial y a una completa cartera de software, la empresa podrá aprovechar de manera óptima todo el potencial de digitalización para sus clientes y generar así valor para ellos.

San Antonio Internacional, con la salud infantil en Caleta Olivia

La Compañía de servicios petroleros San Antonio Internacional (SAI) donó equipamiento para la Unidad de Terapia Intensiva Pediátrica del hospital zonal de Caleta Olivia. Esta acción permitirá mejorar las prestaciones a los niños de la región.

Se trata de un gesto de compromiso por parte de la empresa con la comunidad en la que opera, al entregar al hospital 5 bombas de infusión empuja jeringas, 5 saturómetros portátiles pediátricos, 2 laringoscopios pediátricos, 5 estetoscopios pediátricos doble campana y 2 otoscopios pediátricos.

La donación para el hospital de Caleta Olivia es un aporte que da valor al cuidado de la salud, pilar de primordial importancia para toda comunidad. "Esperamos que este aporte repercuta en beneficio del nosocomio en general, para que pueda brindar mejores servicios a sus pacientes, y en particular a los niños, cuya salud y bienestar es responsabilidad de la sociedad en su conjunto", expresó el presidente de la compañía, Walter Forwood.



PRESIDENCY OF THE REPUBLIC OF TURKEY

Under the auspices of

Turkey
Discover the potential

REPUBLIC OF TURKEY
MINISTRY OF ENERGY AND NATURAL RESOURCES

istanbul 22nd WORLD PETROLEUM CONGRESS 2017

REGISTER TODAY & JOIN

09 - 13 July 2017

5,000 delegates | **500 CEOs** | **50 ministers**

650 EXPERT SPEAKERS *INCLUDING*



H.E. Berat ALBAYRAK
Minister of Energy and Natural Resources, Turkey



H.E. Abdullah bin Hamad AL-ATTIYAH
Former Deputy Prime Minister of Qatar



H.E. Mohammad Sanusi BARKINDO
Secretary General, OPEC



Ben van BEURDEN
CEO, Shell, Netherlands



Fatih BİROL
Executive Director, International Energy Agency (IEA)



Bob DUDLEY
CEO, BP, United Kingdom



Remi ERIKSEN
CEO, DNV GL, Norway



H.E. José Ramos - HORTA
Special Representative of United Nations



Didier HOUSSIN
Chairman and CEO, IFP Energies Nouvelles, France



H.E. Frederik Willem de KLERK
Former President of South Africa



Katsuo NAGASAKA
Executive Chairman, Chiyoda Corporation, Japan



Amin N. NASSER
President and Chief Executive Officer, Saudi Aramco, Saudi Arabia



H.E. Alexander Valentinovich NOVAK
Minister of Energy of The Russian Federation



Pedro PARENTE
CEO, Petrobras, Brazil



Patrick POUYANNÉ
CEO, Total, France



H.E. Shri Dharmendra PRADHAN
Minister of Petroleum and Natural Gas of India



Rainer SEELE
CEO, OMV, Austria



Besim ŞİŞMAN
CEO, Turkish Petroleum, Turkey



Prof Sun XIANSHENG
Secretary General International Energy Forum (IEF)



Rex TILLERSON
Former Chairman & CEO, Exxon Mobil, USA



Dr Jozsef TOTH
President, World Petroleum Council



Darren WOODS
Chairman & CEO, ExxonMobil



Daniel YERGIN
Chairman, IHS Cambridge Energy Research Associates, USA



Wang YILIN
Chairman, CNPC, China

See All Speakers at WWW.22WPC.COM

BRIDGES to our ENERGY *Future*

www.22wpc.com

22WPC2017

HOST COUNTRY SPONSOR

TURKISH PETROLEUM

NOVEDADES
DEL **IAPG**



Almuerzo para el **Presidente Macri** en Houston



Con motivo de la visita del Presidente Ing. Mauricio Macri a los Estados Unidos, el 26 de abril último, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas en conjunto con el IAPG Houston organizó un almuerzo en su honor.

El encuentro tuvo lugar en el tradicional *Houstonian Hotel* y en él participaron el Ministro de Energía y Minería, Ing. Juan José Aranguren; el Ministro de Producción, Francisco Cabrera; y el senador Guillermo Pereyra, Presidente de la Comisión de Minería, Energía y Combustibles; así como otros miembros del Gabinete.

Allí se reunieron con los más altos mandos de las principales empresas del sector hidrocarburífero que ya operan en la Argentina o que están evaluando hacerlo.

Por la parte de los anfitriones, el Presidente fue recibido por el Presidente del IAPG, Ing. Ernesto López Anadón; y su par del IAPG Houston, Ing. Miguel Di Vincenzo.



"Necesitamos que las mejores empresas vengan a la Argentina a desarrollar el potencial energético", dijo el Presidente, en referencia a la Fm. Vaca Muerta, y realizó anuncios de interés, como la baja de aranceles para la importación de equipos usados. "La Argentina es sin duda uno de los dos o tres países con mayor potencialidad de crecimiento del planeta", agregó, y aseguró que "es la convicción del Gobierno desarrollar esta potencialidad de la Argentina, por entender que de la mano de volver a tener seguridad energética sustentable, se genera un abanico de oportunidades enormes para el país".











Previo al almuerzo, la comitiva había visitado el complejo industrial Dow Texas Operations, ubicado en Freeport. También visitaron la planta de la empresa Tenaris, con sede en Bay City; ambas localidades se ubican en el Estado de Texas.

El IAPG, que este año cumple 60 años de vida; comparte los principios y el carácter de su organización hermana, el IAPG Houston, creada en Texas en 2002. Ambas son organizaciones sin fines de lucro cuya función coincidente es brindar soporte técnico a la industria del petróleo y del gas, mediante la realización y el desarrollo de estudios y análisis de todas las actividades vinculadas a estas industrias, ya sea en sus aspectos técnicos, económicos, normativos, estadísticos o ambientales y, en el caso de IAPG Houston, generar un ámbito de intercambio para la información tecnológica, científica, legal y comercial acerca del sector energético argentino y sus mercados relacionados, con el objetivo de facilitar desde Houston la comprensión del medio de negocios.



La Comisión del IAPG conmemoró el **Día Mundial de la Seguridad y la Salud en el Trabajo**





Con motivo de celebrarse el 28 de abril último el "Día Mundial de la Seguridad y la Salud en el Trabajo", la Comisión de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente del IAPG recordó la fecha con estas palabras:

El Día Mundial de la Seguridad y la Salud en el Trabajo fue establecido como tal por la Organización Internacional del Trabajo (OIT), con el fin de promover la prevención de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales en todo el mundo. Se trata de una campaña de sensibilización cuyo objetivo es centrar la atención a nivel internacional sobre las nuevas tendencias en el ámbito de la seguridad, la salud en el trabajo y sobre la magnitud de las lesiones, enfermedades y muertes relacionadas.

También es el día en el que el movimiento sindical mundial celebra su "Jornada Internacional de Conmemoración de los Trabajadores Fallecidos y Lesionados", para así honrar la memoria de las víctimas de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales. Por este motivo, se organizan movilizaciones y campañas en todo el mundo.

La "Celebración del Día Mundial de la Seguridad y la Salud en el Trabajo" forma parte de la estrategia global en materia de seguridad y salud en el trabajo de la OIT, la cual promueve el fomento de una cultura de prevención en materia de seguridad y salud para todas las partes implicadas. En muchos lugares del mundo, las autoridades nacionales, los sindicatos, las organizaciones de trabajadores y los profesionales del sector de seguridad y salud organizan actividades para celebrar esta fecha.

Desde la Comisión de Seguridad, Salud y Medio Ambiente del IAPG apoyamos esta iniciativa como mecanismo de sensibilización sobre cómo hacer para que el trabajo en nuestra industria sea seguro y saludable.

Queremos aprovechar la oportunidad para compartir algunas preguntas y reflexionar internamente: ¿Cuánto valoramos en nuestra organización el trabajo seguro? ¿Cómo acompañamos a nuestro equipo en el camino para prevenir los riesgos y evitar accidentes? ¿Estamos haciendo todo lo que tenemos a nuestro alcance para mejorar nuestro desempeño?

El compromiso es una promesa con otros (no de otros), por lo tanto, las acciones de prevención de riesgos requieren la formulación de un proyecto solidario de administración de riesgos.

Cursos de actualización 2017

SEPTIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*
Fecha: 4 al 9 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 2
Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*
Fecha: 11 al 16 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS
Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 13 al 15 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 2. RIESGO, ACELERACIÓN Y MANTENIMIENTO -REEMPLAZO
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 19 al 22 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO
Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Heins*
Fecha: 25 al 29 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

DECISIONES EN PROYECTOS DE O&G. HERRAMIENTAS DE APLICACIÓN
Instructor: *G. Francese*
Fecha: 25 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)
Instructor: *F. Nogueira*
Fecha: 26 al 27 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS
Instructor: *D. Miranda Rodríguez*
Fecha: 28 y 29 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

OCTUBRE

EVALUCIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 4 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

MEDICIONES OPERATIVAS Y FISCALES
Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 5 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RECUPRACIÓN SECUNDARIA
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 10 al 13 de octubre: Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES
Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*
Fecha: 10 y 11 de octubre: Lugar: Buenos Aires

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS
Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*
Fecha: 12 y 13 de octubre: Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
Fecha: 16 al 18 de octubre. Lugar: Buenos Aires

AUDITORÍA INTERNA, UNA HERRAMIENTA PARA LA MEJORA DE PROCESOS EN EMPRESAS DE O&G
Instructores: *R. Campo y C. Torres*
Fecha: 19 al 20 de octubre. Lugar: Buenos Aires

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA
Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 26 y 27 de octubre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS
Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*
Fecha: 31 de octubre al 3 de noviembre. Lugar: Buenos Aire

NOVIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica
Instructores: *H. Albaya y G. Soto*
Fecha: 6 al 11 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL
Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*
Fecha: 8 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica
Instructores: *H. Albaya y G. Soto*
Fecha: 13 al 18 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS
Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 16 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

EVOLUCIÓN ECONÓMICO FINANCIERA DE UN ACTIVO PETROLERO
Instructor: *C. Topino*
Fecha: 20 y 21 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*
Fecha: 22 al 24 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO
Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*
Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE DE POZO
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 28 de noviembre al 1 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA
Instructor: *D. Brudnick*
Fecha: 30 de noviembre al 1 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE SHALE OIL Y SHALE GAS
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 4 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

TALLER PARA LA UNIFICACIÓN DE CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE RESERVAS
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 6 y 7 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

Shale en ARGENTINA

IAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS



www.shaleenargentina.org.ar

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

/IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo /113697754021657413329

NOVEDADES DESDE HOUSTON

3° Foro de Desarrollo Profesional de Jóvenes Profesionales

Aproximadamente 30 jóvenes profesionales de diversas compañías de la industria del petróleo y gas se reunieron en mayo último, en el Courtyard Marriott Galleria de Houston, Texas, para asistir al 3° Foro de Desarrollo Profesional de Jóvenes Profesionales del IAPG de Houston.

Los asistentes pudieron apreciar el conocimiento de la industria por parte de la reconocida junta de oradores conformada por Eduardo Nuñez, Gerente de Proyectos y Tecnología de ExxonMobil; Richard Kim, Líder del Sector de Energía de FutureStep-Korn/Ferry; y Fernando Bocchicchio, Gerente de Talento Humano en Schlumberger para el grupo de perforación EMS de Schlumberger.

El evento consistió en un diálogo animado, que concluyó con varias consultas individuales de seguimiento por parte de los asistentes a los oradores, para que ellos desarrollen con mayor amplitud algunas de las ideas expuestas.

Guillermo Hitters, expresidente del IAPG de Houston, abrió el foro presentando a uno de los receptores de la beca del IAPG de Houston, Gisela Porfiri, quien actualmente se encuentra trabajando en Houston como Geofísica de Reservorio para Lumina Geophysical.

Porfiri recibió la beca del IAPG de Houston en 2010, lo cual le permitió realizar su Maestría en Ciencias Geofísicas, en la Universidad de Houston. La Sra. Porfiri habló sobre los beneficios de su experiencia de haber estudiado en los Estados Unidos, donde pudo desarrollar sus habilidades técnicas y académicas al tiempo que mejoraba su capacidad de hablar en inglés en un contexto profesional, como así también sobre la cantidad de puertas que se le han abierto profesionalmente a partir de ello. Ella aclamó los valores de la beca del IAPG de Houston y recomendó a los asistentes que contacten a otros futuros candidatos y los incentiven a postularse para la beca del IAPG de Houston.







La siguiente etapa del foro consistió en las respuestas de los oradores a las preguntas formuladas sobre cómo puede un colaborador individual hacer la transición a una posición de liderazgo en una organización, por ejemplo:

- ¿Cuáles fueron los principales diferenciadores o puntos de inflexión de esas carreras individuales que les permitieron ascender como líderes en una industria altamente competitiva?
- ¿Cómo ha cambiado la industria con el correr de los años y qué han hecho para adaptarse, mantenerse a flote y triunfar en sus posiciones de liderazgo?







- ¿Cuáles son los obstáculos más comunes que han observado en otros al hacer la transición a posiciones de liderazgo? ¿Qué recomendación ofrecen para superar o evitar esos obstáculos?

Entre los consejos, hubo varios que se destacaron, a saber:

Nuñez aconsejó a los participantes que sean conscientes de la diferencia entre "gestión" y "liderazgo"; y destacó que cuando él sintió que estaba ejerciendo un papel de liderazgo dentro de ExxonMobil, fue cuando sintió que su carrera verdaderamente había despegado. También remarcó que una persona se convierte en líder dentro de una organización solo si esa persona abraza verdaderamente la visión de la organización, como así también su misión y valores. Por último, señaló que mientras los gerentes también deben ser líderes, uno puede ser líder mucho antes de convertirse en gerente.

Por su parte, Kim habló de la creciente importancia de la tecnología y la habilidad de uno de desarrollar nuevas capacidades en una industria energética en constante cambio. También incentivó a los asistentes a que se tomen el tiempo para evaluar nuevas oportunidades y considerar los riesgos calculados de saltar a posiciones de liderazgo.

En tanto, Bocchicchio alentó a todos los participantes a ser los propios directores de recursos humanos de sus carreras, en su lucha por pasar de una posición de colaborador individual a líder dentro de sus organizaciones. Esto requiere autoevaluación, fijación de objetivos, búsqueda de orientación y hacerse preguntas difíciles sobre uno mismo.

Todos los oradores coincidieron en que ejercer posiciones de liderazgo fuera de la oficina, como por ejemplo en iniciativas filantrópicas y organizaciones sin fines de lucro, constituye una gran oportunidad para mostrar a otros dentro de su compañía que uno se está tomando en serio esto de ser líder y que es capaz de serlo.

El 3° Foro de Desarrollo Profesional fue un éxito en todos los frentes: estuvo bien concurrido, presentó un diálogo útil por parte de los oradores, quienes proporcionaron una perspectiva única y variada. Y dejó a los asistentes motivados e interesados en aprender más sobre cómo realizar con éxito su transición a un rol de liderazgo.

IBC™
International Bonded Couriers

International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web:ibcinc.com.ar

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	39
AESA	19
BAKER	29
COMPAÑÍA MEGA	25
ENSI	31
FINNING	61
FORO IAPG	65
FUNCIONAL	27
GABINO LOCKWOOD	37
GIGA	101
HALLIBURTON ARGENTINA	15
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	113
INDUSTRIAS QUILMES	38
IPH	49
ITAL VINIL	42
KAMET	Contratapa
MARSHALL MOFFAT	23
MARTELLI ABOGADOS	58
METALURGICA SIAM	14
MHW ARGENTINA	36
MILICIC	59
PAMPA ENERGIA	45
PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
PECOM SERVICIOS ENERGIA	41
PETROCONSULT	60
SCHLUMBERGER ARGENTINA	13
SERVIUR	12
TECPETROL	43
TOTAL	9
TUBHIER	47
V Y P	101
VALMEC	33
WPC	105
YPF	7

Suplemento Estadístico

INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA
VARSTAT	RETIRO DE CONTRATAPA

AOG

XI ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2017

3° CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

25 – 28.9.2017
La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina





www.aogexpo.com.ar

Organiza y Realiza

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

messe frankfurt

Horarios: lunes a jueves de 14 a 21 hs.
Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com

KAMET

GRAVITY®



DAMA
GRV 950

DAMA
GRV 931



DAMA
GRV 934

Punteras de Aluminio • Suela Deportiva • Diseños de Vanguardia

SUPERA TUS LIMITES

KAMET
CALZADO de SEGURIDAD

Seguinos en YouTube **www.kamet.com.ar**

SECURITY SUPPLY S.A. Cnel. Sayos 2753 (B1822CFI) Valentín Alsina
Buenos Aires / Argentina / (+5411) 4208-1697 / info@kamet.com.ar