

# PETROTECNIA

3 | 18

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LIX - 3 | 2018

## Infraestructura del gas



Media sponsor de:



5º CONGRESO  
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE  
**REFINACIÓN**

Organizado y financiado con el apoyo del  
Ministerio de Minería e Hidrocarburos



10º CONGRESO DE  
**EXPLORACIÓN Y  
DESARROLLO DE  
HIDROCARBUROS**

Patagonia y Buenos Aires



## Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

**Pan American**  
**ENERGY**



**E**n este número de *Petrotecnia* hablamos del gas, que ya no solo es parte estratégica de la matriz energética, sino que se lo considera el vehículo para un futuro de energías limpias debido a sus propiedades de baja emisión y, por qué no, la transición a sistemas energéticos que aún no conocemos.

A partir de la normalización de tarifas, las empresas transportadoras y distribuidoras de este recurso han contado con más espacio para el desarrollo de ductos y de redes, con lo cual planificar la llegada a millones de hogares es una idea tangible.

El desarrollo de las áreas sobre la Fm. Vaca Muerta necesita de una ampliación de estos sistemas y así lo comentaremos en un informe de próxima aparición, por ahora le damos a las transportadoras un lugar para contar sus planes.

Estos temas se desarrollarán en profundidad durante las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas que se realizarán en el marco de la AOG Patagonia, en octubre próximo en la Ciudad del Neuquén. Allí se podrán identificar los desafíos en el desarrollo y la operación de yacimientos no convencionales, su tratamiento y transporte, de manera eficiente para el conjunto, así como revisar las soluciones con valor agregado para superar los retos en la exploración y la operación de yacimientos de gas no convencionales.

Estas jornadas estarán dirigidas a funcionarios, directivos, profesionales y técnicos de la industria que trabajan en todos los aspectos de gas no convencional, incluyendo *tight gas* y *shale gas*. Allí podrán asistir a la discusión de conceptos acerca de la rentabilidad de estos yacimientos, intercambiarán ideas entre colegas y participantes de diferentes compañías y compartirán historias de casos que se destaquen, así como lecciones aprendidas.

Además, les presentamos una nota en la que uno de los mayores expertos en eficiencia energética, Salvador Gil, realiza una relación entre energía y pobreza en nuestro país.

Por lo demás, les acercamos la actualidad sobre los trépanos utilizados en el No Convencional y recordamos dos trabajos sobre integridad de ductos, seleccionados del último Congreso de Integridad de Instalaciones en el *upstream* y *downstream* de Petróleo y de Gas, sobre análisis de riesgos de gasoductos NAG 100 y gestión de riesgo en instalaciones *offshore*.

Para el próximo número de *Petrotecnia* seguramente estaremos juntos en la AOG Patagonia. Los invitamos a visitar la muestra y a compartir con nosotros toda la actualidad de una industria que crece.

¡Hasta la próxima!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

## Infraestructura del gas

Estadísticas

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

Tema de tapa

### 10 Vaca Muerta, gas de hoy y mañana

Por *Ing. Eduardo Fernández* (Presidente de la Comisión de Publicaciones del IAPG)

Un repaso por los escenarios transitados desde la incursión en el desarrollo de la formación, que puede cumplir con la gasificación de todo el país.

### 16 Los planes de desarrollo del Transporte de Gas

Por Redacción de *Petrotecnica*

La actualidad y los proyectos de las empresas del sistema de transporte de gas según sus protagonistas.



Notas Técnicas

### 26 Energía y pobreza en la Argentina

Por *Guillermina Jacinto, Silvina Carrizo* (Conicet -Unicet y Unnoba) y *Salvador Gil* (ECyTy Unsam)

La relación de los bajos ingresos con la energía, que en países más desarrollados se relaciona con la falta de confort y, en la región, con privaciones del orden básico.

### 32 Recientes innovaciones en el diseño de los trépanos pdc

Por *Gabino Velasco* (Comisión de Perforación y Comisión de Publicaciones del IAPG)

Una actualización sobre la última tecnología en trépanos utilizados sobre todo en la perforación direccional.





## 40 **Análisis de riesgos de gasoductos NAG 100 aplicando metodología BOW TIE**

Por *Sebastián Monetti* (Genelba) y *Paul Rodríguez Jordán* (Pampa Energía S.A.)

Este trabajo explica el uso de la metodología BOW TIE (diagrama de lazo) en la generación de análisis de riesgos cualitativos en gasoductos NAG 100. En este caso se aplicó a cinco ductos con un software con formato amigable.



## 54 **Gestión de integridad y riesgo en instalaciones offshore**

Por *Juan Pedro Rossi* y *Adolfo Pellicano* (Sintec S.A.)

La gestión de integridad en instalaciones costa adentro ha madurado sensiblemente con la incorporación de nuevas tácticas, tecnologías y competencias, cuyo foco es asegurar la confiabilidad operativa y evitar impacto ambiental.

## 72 **Estudio de laminaciones**

Por *Germán Gasillón*, *Darío Grenada*, *Matías Cardacce* (YPF S.A.-Integridad Logística)

Una descripción de las discontinuidades planares a partir de una inspección interna con herramienta de ultrasonido recto y la detección de anomalías.



## 86 **Los vehículos híbridos agas(GNC)**

Por *Leila Iannelli* (Gerencia de Distribución del Enargas), *Rodrigo Prieto* (Gerencia de Gas Natural Comprimido del Enargas) y *Salvador Gil* (Escuela de Ciencia y Tecnología – Universidad Nacional de San Martín)

En este trabajo se analiza la eficiencia pozo a rueda y las emisiones de CO2 de varios tipos de vehículos: el caso de vehículos livianos híbridos a GNC.

## Actividades

### 96 **Congresos y Jornadas**

Nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

### 101 **Novedades de la Industria**

### 112 **Novedades desde Houston**

### 108 **Novedades del IAPG**

### 114 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

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

## Staff

**Director:** Ernesto A. López Anadón

**Editor general:** Martín L. Kaindl

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

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

Mirta Gómez y Romina Schommer

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

publicidad@petrotecnica.com.ar

**Estadísticas:** Roberto López

**Corrector técnico:** Enrique Kreibohm

**Comisión de Publicaciones**

**Presidente:** Eduardo Fernández

**Miembros:** Jorge Albano, 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 LIX N° 3 - 2018**

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.000 ejemplares

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

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

Aderida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

**Suscripciones**

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1600

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



## Premio Apta-Rizzuto

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

## Comisión Directiva 2018-2020

### CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

### EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

SHELL C.A.P.S.A.

GAS NATURAL FENOSA

BOLLAND y CIA. S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

SIDERCA S.A.I.C.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGÍA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

MEDANITO S.A.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)

PLUSPETROL S.A.

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

LITORAL GAS S.A.

SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A- EVANGELISTA S.A. (AESA)

PALMERO SAN LUIS S.A.

CESVI ARGENTINA S.A.

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

SOCIO PERSONAL

### Titular

Ing. Ernesto López Anadón

Dr. Gonzalo Martín López Nardone

Ing. Rodolfo Eduardo Berisso

Lic. Teófilo Lacroze

Ing. Horacio Carlos Cristiani

Ing. Adolfo Sánchez Zinny

Ing. Mariano Gargiulo

Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez

Ing. Horacio Turri

Cdor. Gustavo Albrecht

Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma

Dr. Dante M. Ramos

Ing. Margarita Esterman

Ing. Daniel Alejandro Ridelener

Cdor. Javier Gremes Cordero

Ing. Germán Patricio Macchi

Lic. Valeria Soifer

Lic. Maria Carmen Tettamanti

Ing. Sergio Mario Raballo

Lic. Pablo Alejandro Chebli

Ing. Eduardo Tapia Alwayay

Ing. Luis Edgardo Fredes

Ing. Daniel Aníbal De Nigris

Ingr. Fernando Rearte

Ing. Marcelo Gerardo Gómez

Ing. Diego Amante

Ing. Gabriela Prete

Lic. Walter Cristian Forwood

Ing. Miguel Angel Torilo

Dr. Santiago Marfort

Ing. Ricardo Alberto Fraga

Lic. José Antonio Esteves (hijo)

Ing. Fernando Caratti

Sr. Armando Roberto Losón

Ing. Martín Emilio Guardiola

Sr. Marcelo Horacio Luna

Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Cdor. Jorge Tomsin

Sr. Nino D. A. Barone

### Alterno

Ing. Fernando José Villarreal

Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles

Ing. Martín Yáñez

Ing. Ignacio Javier Neme

Sr. Diego Schabes

Sra. María Inés Sainz

Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín

Lic. José Luis Fachal

Dra. Gabriela Roselló

Sr. Horacio Pizarro

Ing. Guillermo M. Rocchetti

Ing. Diego Grimaldi

Sr. José Alberto Montaldo

Cdor. Rubén de Muria

Sr. Juan Pablo Vanini

Ing. Patricia Laura Carcagno

Sr. Rodrigo Espinosa

Ing. Jorge M. Buciak

Ing. Carlos Gargiulo

Lic. Iván Hansen

Ing. Daniel A. Santamarina

Sr. Damián Ciaccia

Sr. Héran Stockman

Ing. Diego Martínez

Sr. Luis Corti

Ing. Héctor Denis Pi

Geól. Mariano González Rithaud

Ing. Federico Antonio Stopar

Ing. José María González

Cont. Ricardo Armando Rodríguez

Ing. Adrián Marcelo Burnik



**ESTOS AEROGENERADORES TRANSFORMAN  
EL VIENTO EN ELECTRICIDAD, Y SON NUESTROS.**

**PERO LO IMPORTANTE ES PARA QUÉ  
TE SIRVE A VOS TODA ESA ENERGÍA.**

Estamos construyendo un nuevo parque eólico en el sur de nuestro país, que generará la energía eléctrica equivalente al consumo de 130.000 hogares. Porque en YPF venimos trabajando hace tiempo en crear nuevas energías para los tiempos que vienen. Para cuidar a tu familia y a la nuestra, que también vive acá.

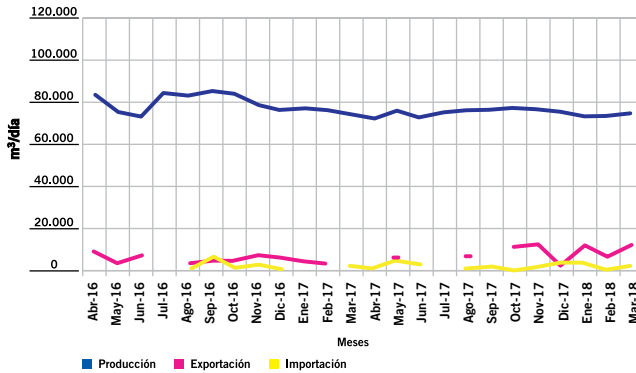
**YPF**  
ENERGÍA QUE NOS UNE

# LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

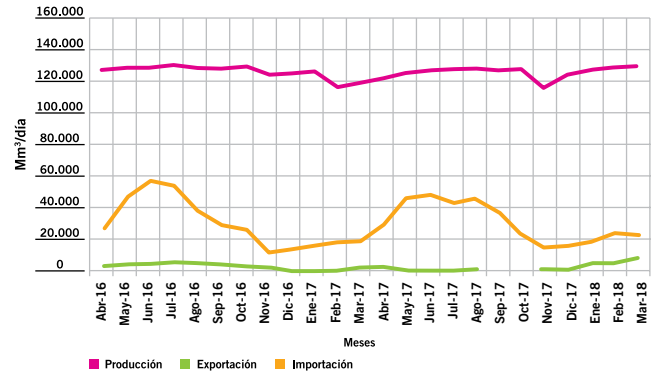


[www.foroiapg.org.ar](http://www.foroiapg.org.ar)  
 Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

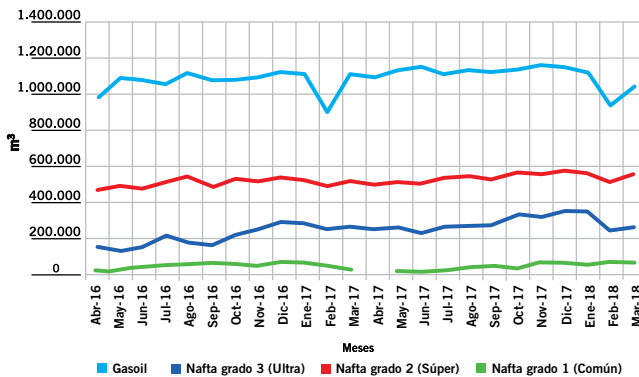
## Producción de petróleo vs. importación y exportación



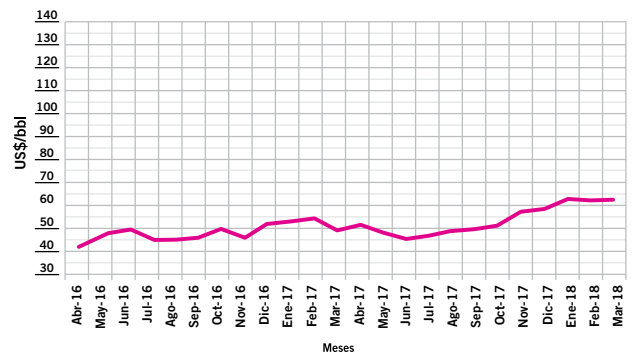
## Producción de gas natural vs. importación y exportación



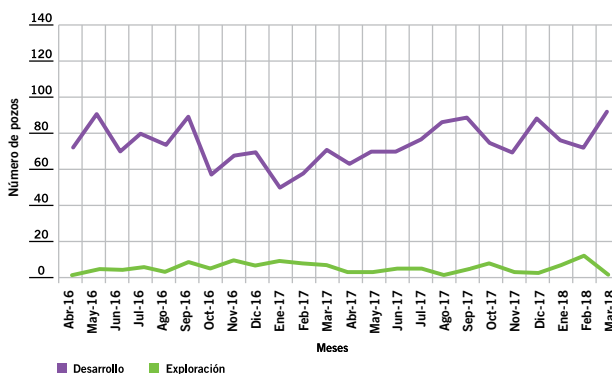
## Ventas de los principales productos



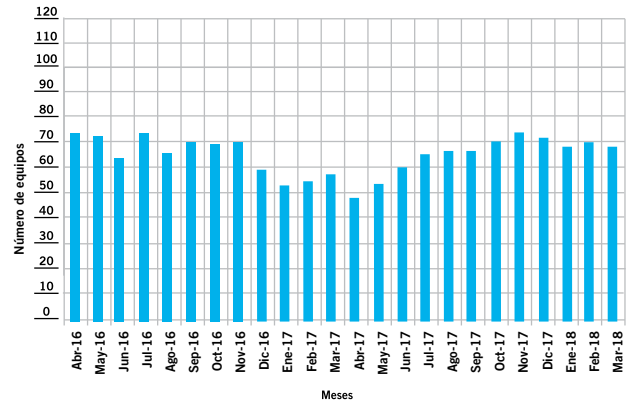
## Precio del petróleo de referencia WTI



## Pozos perforados



## Cantidad de equipos en perforación





#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

# Vaca Muerta, gas de hoy y mañana



Por **Ing. Eduardo Fernández** (Presidente de la Comisión de Publicaciones del IAPG)

**E**n cualquier actividad o campo del conocimiento, la cuestión que más inquieta a la mente es ¿hacia dónde vamos? y en consecuencia muchas veces esta pregunta requiere saber primero dónde estamos.

El desarrollo de la producción de no convencionales en la Argentina no es ajeno a estos interrogantes, y al igual que en muchas otras situaciones, entender claramente dónde estamos y dibujar los escenarios futuros genera discrepancias entre los interesados, quienes apoyan sus pronosis según las diferentes percepciones de la actualidad. Revisemos un poco estas dos cuestiones.

Desde que en 2011 la EIA (Energy Information Administration) publicó por primera vez el estudio con el estado de situación mundial de los recursos hidrocarburíferos (gas y petróleo) de 32 países, que poseían y podían explotar con las nuevas tecnologías los recursos no convencionales, y que en 2013 actualizara la lista posicionando a la Argentina en segundo lugar respecto de los recursos mundiales (según se muestra en la tabla), la cuestión de la potencialidad de explotación de esos recursos se transformó en un tema prioritario en diferentes aspectos de las estrategias de desarrollo de las empresas y una oportunidad para los gobiernos nacional y provincial.

## Un repaso por los escenarios transitados desde la incursión en el desarrollo de la formación, que puede cumplir con la gasificación de todo el país.



### Países con mayores recursos de gas no convencional

1°	China	1.115 Tcf
2°	Argentina	802 Tcf
3°	Argelia	707 Tcf
4°	Estados Unidos	665 Tcf
5°	Canadá	573 Tcf
6°	México	545 Tcf
7°	Australia	429 Tcf
8°	Sudáfrica	390 Tcf
9°	Rusia	285 Tcf

Fuente: EIA Reporte 2013.

Nota. Tcf (trillón de pies cúbicos) = 28.317 millones de m<sup>3</sup>.

La implementación de tecnologías cada vez más sofisticadas permite resolver los problemas de producción que plantean estos recursos de difícil extracción; sin embargo, existen otros aspectos aparte de los operativos que son necesarios

revisar con el fin de definir cuál puede ser el futuro más probable de su inclusión en la matriz de oferta energética.

En primer lugar, está claro que la extracción de estos recursos requiere importantes inversiones en la primera etapa de la cadena de valor de los hidrocarburos. Este tema se ha transformado en el factor más crítico de las estrategias de la explotación.

Desde un principio se vio en los no convencionales la oportunidad de atraer capitales productivos al país para consolidar un flujo de divisas que hasta ese momento estaba más marcado por oportunidades financieras que por las capacidades productivas de nuestra industria. Es así que promovidos por acciones públicas y/o corporativas, se comenzaron a firmar acuerdos más o menos firmes para aportar esfuerzos en busca de monetizar esos activos.

Sin embargo, los flujos de dinero esperados se han retrasado –o más correctamente, no han tenido la magnitud esperada, por lo menos hasta el momento–.

Cabe señalar que aún con esta gran cantidad de recursos, los nuestros son apenas un 15% del total que informan los primeros nueve países de la lista, lo que significa que a medida que otros países comiencen a desarrollar programas en un intento de explotarlos, habrá una gran competencia por la atracción de capitales para esos proyectos y seguramente algunos de los países de la lista podrían significar oportunidades más atractivas que la nuestra para los inversionistas, por lo menos en el corto/mediano plazo. Es por ello que para tener éxito en el financiamiento para el desarrollo de estos recursos, no solo hay que avanzar en su explotación sino que hay que anticiparse a otros candidatos. En vistas a lo que sucede en la actualidad, parecería que la Argentina está avanzando más rápido que otros y esto es un aspecto positivo.

En perspectiva, el “shale” explotó en los Estados Unidos no tanto por las bondades geológicas, que son reducidas en aquellas formaciones, sino por el contexto del mercado local, que presentaba marcados desbalances entre la oferta y la demanda y altos precios del gas (cuando estaba por encima de 5 o 6 USD/MMBTU), por el abundante financiamiento (a tasas inusualmente bajas), gracias al desarrollo de las tecnologías de *fracking* y a partir de la disponibilidad de la infraestructura y la logística ya existente. Debe recordarse que, en los Estados Unidos, el proceso de reconversión de sus plantas de regasificación existentes, a instalaciones de licuefacción requirió y sigue requiriendo mucho menos capital que la construcción de una planta totalmente nueva, ya que parte de las instalaciones son coincidentes en ambas operaciones como los brazos de carga y descarga y los tanques de almacenamiento en fase líquida, esto es lo que facilitó la proliferación de instalaciones aptas para la exportación de gas natural licuado desde el norte y además, con parte del capital ya amortizado, redujo los costos totales de procesamiento del producto ofrecido haciéndolo más competitivo.

Retomando nuestra situación actual, el crecimiento de la producción de gas no convencional se apoya primariamente en la conversión de recursos en reservas a través del reconocimiento de las condiciones geológicas y físicas de la formación. Recién después se puede establecer un plan de explotación (ingeniería de producción) de esas reservas. En Vaca Muerta la mayoría de las áreas está todavía en etapa de reconocimiento, en una fase intermedia de la

curva de aprendizaje (plays-pilotos), por ahora solamente dos o tres bloques han pasado a la fase de desarrollo y, por lo tanto, se espera que el incremento de la producción sea gradual en la medida que más áreas puedan avanzar hacia la segunda instancia.

Por otro lado, una serie de eventos se han alineado incentivando la aversión al riesgo de los inversionistas: las preocupaciones medioambientales referidas a las actividades de producción no convencional, la devaluación de la moneda local, el incremento del riesgo país y de los costos financieros y la incursión de las tecnologías renovables en el mercado de generación eléctrica; adicionalmente, el incremento del precio internacional del crudo no ha impulsado el aumento correspondiente en los precios del gas. Todo esto ha hecho que los capitales interesados en la monetización de los activos gasíferos argentinos hayan demorado la afluencia de fondos a la expectativa de la evolución del entorno económico-político del país.

¿Cuál es entonces la expectativa futura de esta riqueza potencial con que contamos?

A partir de un análisis riguroso podría decirse que, considerando las situaciones actuales, en este momento hay tres escenarios posibles para el desarrollo de los hidrocarburos domésticos y, como es lógico, cada uno depende más de la disponibilidad de capitales que del acceso a la ingeniería necesaria. El primer escenario implicaría el desarrollo paulatino de una oferta de gas no convencional que alcance para mitigar las capacidades productivas de



# SIAM ARCON

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

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m<sup>3</sup>/día y presiones hasta 350 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### Base Neuquén

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

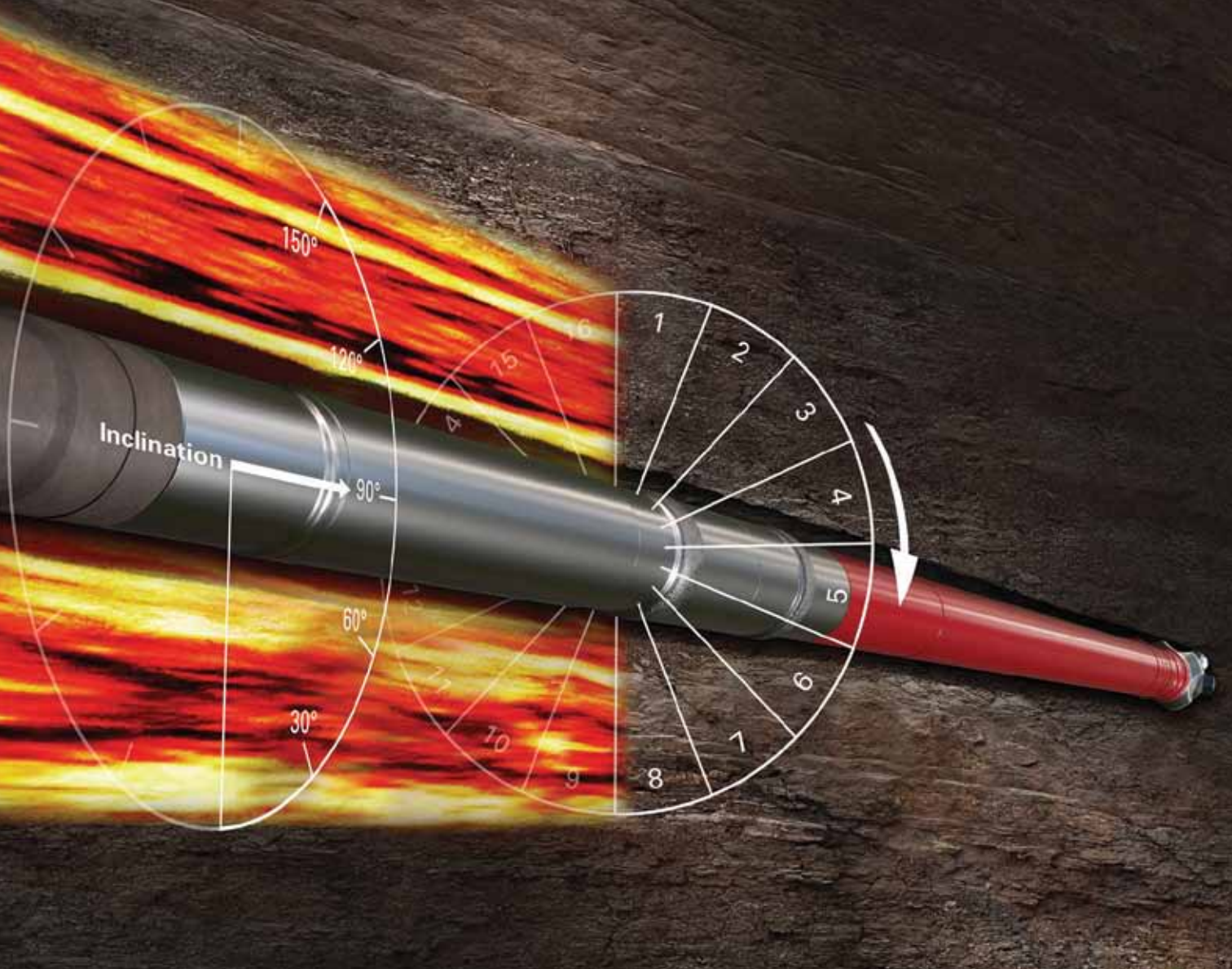
#### Planta Industrial

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

#### Base Comodoro Rivadavia

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





# ¿Quisiera Maximizar la Producción de su Reservorio no Convencional?

**NO ESPERE, TOME DECISIONES DE GEONAVEGACIÓN EN TIEMPO REAL.**

Nuestro servicio de rayos gama Radian® le permite obtener 360 grados de información de su pozo en tiempo real, aun cuando la sarta de perforación desliza. Sus sensores generan la más alta calidad de imágenes azimutales e incluyen inclinación continua para brindar una precisa localización del pozo, ayudándole a navegar en la mejor zona de producción.

Permítanos mostrarle como lograr los mejores resultados.

Contáctenos [www.halliburton.com/Radian](http://www.halliburton.com/Radian)

**HALLIBURTON**

una industria que tuvo una considerable caída y en los últimos años está revirtiéndose. De esta forma las producciones adicionales de *tight* y *shale* podrían compensar las caídas de producción, abastecer el mercado local y reducir o eliminar la necesidad de apelar a la importación de gas de otras latitudes en la medida que la infraestructura permita acercar las moléculas producidas en los campos no convencionales a los centros de demanda. Como se mencionó, esto requiere de los desarrollos ingenieriles de producción, la conformación de un moderado flujo de capital para mantener el avance de los volúmenes producidos por encima del natural crecimiento de la demanda.

Un segundo escenario, mucho más optimista sería la “explosión” del fenómeno no convencional generando volúmenes de producción tan importantes que permitieran no solo el abastecimiento de la demanda local sino también la disponibilidad de suficiente gas para competir en el nivel internacional con otras ofertas. Para que esto suceda deberá haber un acompañamiento del crecimiento en la

monetización del producto local frente a la competencia de la oferta norteamericana.

Sin embargo, existe otra posibilidad (el tercer escenario) que también podría alcanzar la condición de “escenario explosivo” con una estrategia de inversión diferente. Para entender su perspectiva, revisemos algunos aspectos de la matriz energética local.

En primer lugar, la participación del gas natural en la matriz primaria local es superior al 48% con un aporte del petróleo (en segundo lugar) de algo más del 36%<sup>1</sup>, que mayoritariamente se destina a locomoción y en parte a la generación eléctrica como sustituto del gas.

A pesar de que nuestra matriz está altamente gasificada, en este tercer escenario la propuesta sería incrementar aún más la participación del gas, sustituyendo todo el combustible líquido destinado a la generación por gas, y también una parte significativa del destinado a la locomoción, de esta forma la participación del petróleo (y sus derivados) se reduciría y quedarían volúmenes disponibles para la exportación con



infraestructura de transporte y licuefacción que requerirá grandes sumas de capital para disponibilizar las cargas de los barcos metaneros que exporten nuestras cuantiosas reservas. La viabilidad de este escenario depende de la predisposición de todos los actores, de mucho mayores flujos de capital y de las posibilidades de reducir los costos operativos y financieros para que la construcción de las plantas para acondicionar el gas para exportación tengan una rentabilidad razonable para el inversionista sin castigar los precios de venta para que el producto sea competitivo comparado con las otras fuentes en los mercados más importantes. Esta condición implica todo un tema porque, a diferencia de lo que ocurre en los Estados Unidos, la construcción de las plantas de licuefacción locales deberán hacerse desde cero, instalando la infraestructura de refrigeración y los sistemas de almacenamiento y carga que, según lo mencionado, implican una parte proporcional significativa del capital total de la planta, las que estaban instaladas con anterioridad en el norte (y en muchos casos amortizadas) para las operaciones de regasificación a finales del siglo pasado. Este escenario no es imposible, pero como se puede deducir, requerirá mucho más capital que el anterior y además más tiempo para llegar al objetivo. Adicionalmente, nuestra posición geográfica no facilita la

precios que podrían ser más competitivos, porque no se requiere tanta inversión en infraestructura de exportación de líquidos como para exportar gas. Esto nos daría una ventaja competitiva en el nivel regional y posiblemente también internacional para mejorar la balanza comercial.

Complementariamente, más gas podría ser utilizado en la conversión a otros productos como fertilizantes en base a urea, que posibilitarían reconvertir tierras improductivas en generadoras de granos exportables o productoras de alimento para ganado. Los requerimientos de financiamiento de este escenario probablemente estarían entre los dos casos mencionados.

Es posible que la propuesta del tercer escenario luzca con una dosis de ingenuidad, ciertamente habrá personas altamente calificadas que encuentren muchos argumentos para refutar la factibilidad de su materialización, pero vale la pena tenerlo en cuenta como una estrategia alternativa. Si no lo incluimos, al menos, como una posibilidad, jamás lo analizaremos como una alternativa y de esa forma, ciertamente, nunca ocurrirá. ■

<sup>1</sup> Nota: De acuerdo con las estadísticas del 2017 presentadas por el informe *BP Statistical Review of World Energy* - June 2018.



a. marshall moffat®

SINCE 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



**INDURA**  
*Ultra Soft*

Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia





# Los planes de desarrollo del Transporte de Gas

Por Redacción de *Petrotecnia*

La actualidad y los proyectos de las empresas del sistema de transporte de gas según sus protagonistas.

**E**l panorama ha cambiado mucho para el sistema de transporte de gas nacional desde la implementación de las RTI, en 2016 y 2017, medidas que han repercutido en la realidad cotidiana de todo el país en diversas formas. Una de ellas es que de esta forma las empresas de transporte y distribución pudieron concretar proyectos de ampliación y expansión largamente esperados, y cuya necesidad se ve apremiada por el desarrollo del gas no convencional, sobre todo de la Formación Vaca Muerta y en principio la ayuda de la Resolución 46/2017 para incentivar el desarrollo de gas (Figura 1).

¿Cómo se está hoy? Según los expertos, se está saliendo de una situación de demanda contratada acotada con desarrollo limitado. El desafío es responder a las necesidades de inversión en toda la cadena de suministro disminuyendo los costos totales para el sistema. No es fácil y hace falta evaluar la posibilidad de la elasticidad de la demanda al precio, la saturación del crecimiento tendencial, la eficiencia energética, el estancamiento de mejoras de productividad en el *upstream*, un retraso tarifario y la eventual turbulencia macroeconómica.

Sin embargo, el factor Vaca Muerta existe, numerosos gestos políticos la ponen en el centro de las esperanzas, y en números concretos, el Ministro de Energía, Ing. Javier Iguacel, anunció recientemente en un foro especializado en la provincia del Neuquén que al menos 26 proyectos piloto están en espera (Figura 2).

La productividad de los proyectos en la zona ha aumentado, según datos de la consultora *Wood Mackenzie* tomados entre 2014-2016 (Figura 3).

Las proyecciones del MINEM hablan de la necesidad de ampliar el sistema de transporte (Figuras 4 y 5).

En tanto, para desarrollar demanda se piensa en la exportación de gas natural a países limítrofes (por ejemplo, el interés estratégico que significa Bolivia) o en el almacenamiento de gas. Y en pensar cómo ser competitivos ante la abundante oferta de GNL de otros países, como los Estados Unidos, mejorar los costos de licuefacción y asegurar la confiabilidad de suministro, etc.



	LONGITUD (km)	POTENCIA (HP)	CAPACIDAD (MMm3/d)
<b>TGS</b>	9.128	790.600	83.0
<b>TGN</b>	6.806	375.620	59.7
	<b>15.934</b>	<b>1.166.220</b>	<b>142,7</b>

Figura 1

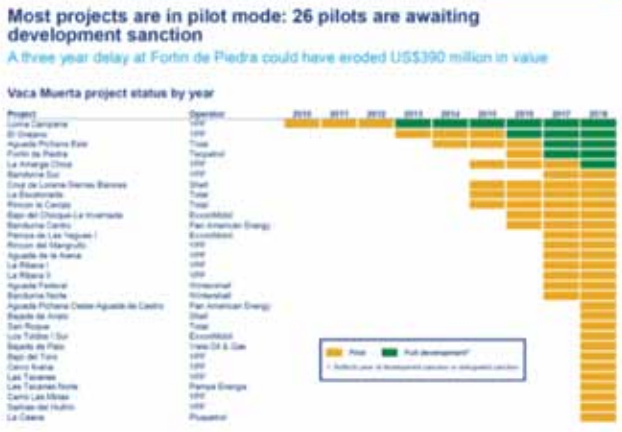


Figura 2

Pero sobre todo se piensa en la inversión sobre los sistemas actualmente en uso y en una estrategia destinada a la modernización y la actualización de las instalaciones y los equipos, la eficiencia energética, entre otros.

Según datos oficiales, hoy la capacidad máxima de transporte en la Cuenca Neuquina es de unos 72,8 MMstm<sup>3</sup>/d, la Cuenca Austral 40.2 MMstm<sup>3</sup>/d y la Cuenca Norte, 26 MMstm<sup>3</sup>/d.

En cuanto a las expansiones necesarias de los sistemas de transporte, el Informe de Escenarios Energético 2030, de diciembre 2017 del MINEM hablaba de un Escenario Base

de 48MMm<sup>3</sup>/d incrementales de aporte y de un Escenario de Máxima de 74 MMm<sup>3</sup>/d incrementales de aporte. Según esa proyección, los sistemas cuentan con 20 MMstm<sup>3</sup>/d de capacidad ociosa que les permitiría recibir los caudales incrementales de producción local entre 2018 y 2019.

Frente a la necesidad de mantener la oferta de gas natural licuado para cubrir los picos de la demanda invernal, se habla de intercambios con países vecinos y de una mayor flexibilidad en importaciones de Bolivia (Figura 6).

Este número de *Petrotecnica* inicialmente se pensó para describir exhaustivamente los proyectos de ampliación del sistema de transporte, gasoductos, estrategias de oferta y demanda planificados durante los últimos dos años. Sin embargo, la actualidad macroeconómica de país de los últimos meses, el contexto geopolítico y los cambios de personalidades entre las autoridades de aplicación nos lle-

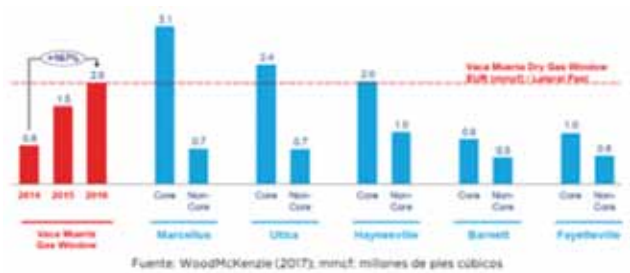


Figura 3

**Industrias Quilmes S.A.**

Condarco 215 (1878) - Quilmes  
 Buenos Aires - Argentina  
 (011) 4224-1659  
 industrial@inquisa.com.ar  
 www.inquisa.com.ar

**MANGUERAS INDUSTRIALES**

**OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO**



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



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](http://www.ciamega.com.ar)



## **BUENOS AIRES**

San Martín 344, 10º 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

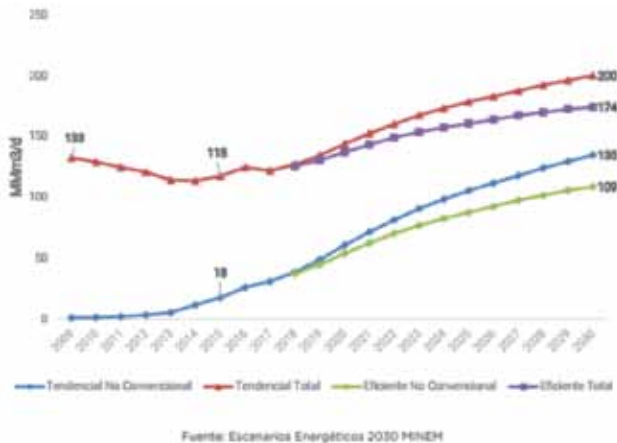


Figura 4. Proyecciones para la producción de gas natural (2009-2030).

varon al análisis de estas cuestiones, para ello consultamos a las dos principales transportadoras del país: Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS).

A ambas se les preguntó: cuáles son los planes de desarrollo local de transporte de gas, cuál ha sido el panorama reciente y cuál el panorama actual; hacia dónde vamos en el corto y mediano plazo y qué desafíos se vislumbran.

## TGN: “Estamos confiados en que las reglas acordadas se respetarán”

### Planes de desarrollo local de transporte de gas - Panorama reciente y panorama actual

La revisión tarifaria integral (RTI) que se llevó a cabo durante el 2016 y parte del 2017 estableció el nivel de los ingresos necesarios para que las distribuidoras y las transportistas puedan cubrir los costos de operación y realizar un plan de inversiones.

El plan de inversiones presentado por TGN, aprobado y controlado por Enargas para el quinquenio 2017-2022 busca garantizar la seguridad y la confiabilidad del servicio, de las instalaciones, de las personas y la protección del medio ambiente. Las inversiones para TGN superan, para este período, los 8.000 millones de pesos a valores de hoy, de los cuales ya se ejecutaron 1.600 millones de pesos

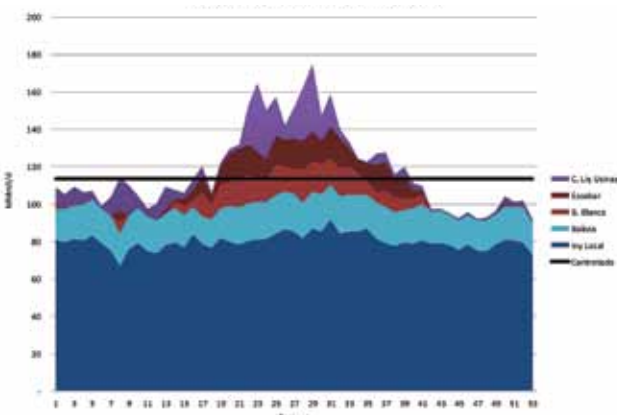


Figura 5. Abastecimiento de la demanda 2017.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería de la Nación



Figura 6. La integración regional es clave para lograr la reducción del costo. Fuente: Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

durante el primer año, y este año alcanzaremos los 2.000 millones adicionales.

Se avanza con la ejecución de estas obras a un ritmo que supera lo comprometido con el Enargas y genera más de 1500 puestos de trabajo en siete provincias argentinas.

## ¿Hacia dónde vamos en el corto y mediano plazo? Desafíos

Como mencionamos, TGN tiene comprometido un exigente plan de inversiones en obras sobre su sistema que debe cumplir por los próximos años y que tienen un grado de avance superior a lo implicado.

Asimismo, en línea con los objetivos de largo plazo, lo que queda de 2018, terminaremos de consolidar la estrategia de crecimiento y, durante 2019, comenzaremos a desarrollar proyectos de inversión destinados a satisfacer las necesidades crecientes de evacuación del gas natural producido en la Cuenca Neuquina, que no detiene su línea de crecimiento, sino que parece acelerarse día a día y es el gran desafío de toda la industria.

La recomposición tarifaria es un tema central para nuestra compañía y las tarifas deben acompañar el aumento de los costos de nuestro sector. Confiamos en que las reglas acordadas se respetarán.

Es esencial retomar el pensamiento y las acciones a largo plazo en toda la cadena y en sus grupos de interés. Para ello, es prioritario volver a un esquema de contratos de largo plazo. Así se consolidará la relación entre los distintos actores, se estimulará la inversión y se facilitará la financiación de nuevos proyectos en toda la cadena energética. Es preciso tener en cuenta que el repago de inversiones en esta industria de capital intensivo es de muy largo plazo.

## Desarrollo de Vaca Muerta: eventual influencia en los planes de desarrollo

La Argentina cuenta con un fabuloso recurso gasífero y petrolero para desarrollar, lo cual nos permitirá en pocos años alcanzar niveles de producción, de inversiones, de exportaciones y, por ende, de desarrollo pocas veces visto con anterioridad y que nos pone de frente a una oportunidad única, que ya se torna realidad en algunas áreas de Vaca Muerta.

Sabemos que las empresas de transporte de gas natural tienen un papel fundamental como nexo entre la producción y

# Sí: estamos en Vaca Muerta



AESA es la contratista destacada a la hora de estructurar soluciones adaptadas a las necesidades de sus proyectos energéticos en Vaca Muerta. Con un amplio rango de productos y servicios que van desde Proyectos EPC, Ingeniería, Módulos de Procesos, Operación y Mantenimiento y Logística de Agua y Arena, hasta Monitoreo Inteligente con Drones, Servicios Ambientales y Perforación y Terminación de Pozos, AESA está contribuyendo a construir el futuro del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la Argentina. ¿Está pensando en Vaca Muerta? Piense en AESA.

Montaje Planta de Tratamiento de Crudo. Loma Campana, Neuquén, 2014.

**AESA (A-Evangelista S.A.)**

(+54) 11 5441-6000 | [aesa.comercial@ypf.com](mailto:aesa.comercial@ypf.com) | [aesa.com.ar](http://aesa.com.ar)





el mercado. Somos muy optimistas sobre las posibilidades del sector y creemos firmemente que TGN será un actor principal tanto en la actividad de *gathering* en la cuenca, como expandiendo la capacidad de transporte de los gasoductos trocales.

En la actualidad, las expectativas mejoraron sensiblemente, existe un clima de negocios y hay una clara oportunidad para que el país capitalice la riqueza que significan las reservas de gas no convencional con una política de desarrollo.

## TGS: “Es esencial fijar reglas claras de juego”

### Planes de desarrollo local de transporte de gas - Panorama reciente y panorama actual

El proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) concluido en abril de este año brinda el marco de previsibilidad que un sector como el nuestro necesita, por la envergadura y el horizonte temporal de las inversiones que requiere.

Durante los años que no se aplicó el marco regulatorio, y a pesar de verse afectada sustancialmente la rentabilidad del negocio de transporte, TGS realizó las obras e inversiones necesarias con el fin de garantizar un servicio confiable y seguro.

Con el marco nuevamente vigente, TGS asumió el compromiso de realizar importantes inversiones en el quinquenio 2017-2021 por un monto que, si bien a diciembre 2016 ascendía a 6.800 millones de pesos, irá creciendo en función de los incrementos de costos que se verifiquen año a año. La primera etapa finalizó en marzo de 2018 y rondó los 1.300 millones de pesos. Para la segunda etapa, que estamos transitando actualmente, estimamos superar los 2.000 millones de pesos.

Este plan sustentado en las tarifas recompuestas contempla inversiones en plantas compresoras, bases de mantenimiento y en los más de 9.300 km de gasoductos que operamos, e incluye obras de gran magnitud, como tareas de recobertura de gasoductos, mejoras o adecuaciones de instalaciones, actualización tecnológica, de seguridad, maquinaria y comunicaciones, siempre con el objetivo de brindar un servicio público confiable, seguro y respetuoso del medio ambiente, y de prepararnos para dar respuesta a la mayor exigencia esperada del sistema como consecuencia del desarrollo de las reservas de gas natural en el país.

### ¿Hacia dónde vamos en el corto y mediano plazo? - Desafíos

En lo que respecta al negocio de Transporte, estaremos enfocados no solo en el cumplimiento de nuestro compromiso de inversiones surgido del proceso de RTI, sino también en el análisis de nuevas necesidades de expansión del sistema.

En cuanto al segmento de Líquidos, tenemos también en marcha un importante plan de inversiones en nuestra

## Las distribuidoras, por la ampliación de redes

A partir de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) entre 2016 y 2017, las empresas distribuidoras pudieron llevar a cabo sus planes de llevar más gas a los hogares. Consultada acerca de sus planes, Naturgy, como se conoce desde hace unos meses a la tradicional Gas Natural Ban, resumió su experiencia y se refirió a sus planes en el mediano y corto plazo.

Concluimos la RTI en 2017, lo cual brinda un sendero de previsibilidad para el período 2017-2021. Como resultado de ello se determinó una actualización de la tarifa que se aplicó en 3 tramos (abril 2017, noviembre 2017 y abril 2018). A su vez, la empresa se comprometió a invertir en este período la suma de 6.567 millones de pesos, habiendo invertido desde su aplicación y hasta marzo de 2018 un total 1.140 millones de pesos.

Esta inversión está destinada a obras de infraestructura para expansión, al mantenimiento del sistema de distribución; a la confiabilidad del sistema de distribución; a la mejora del servicio aplicando nuevas tecnologías, y en especial, a la expansión del sistema de distribución mediante la ejecución de nuevas redes de distribución. Estas acciones nos permitirán incorporar a la red de distribución de gas natural a más de 50.000 nuevos hogares por año.

Al comprender que el acceso a la energía es vital para el desarrollo de las comunidades, desde el inicio de su operación en el país, Naturgy ha puesto un especial foco en aquellos barrios más vulnerables del conurbano bonaerense, donde aún es necesario el uso de combustibles alternativos al gas natural por redes.

Es importante destacar que desde Naturgy estamos trabajando, no solo para extender las redes de gas a aquellos barrios que no lo poseen, especialmente los de más bajos recursos, sino que también hemos diseñado herramientas con instituciones bancarias y organismos públicos para que, aquellos que viven sobre la red de gas y aún no se han conectado, puedan hacerlo en cuotas accesibles.

Por ello, a partir de la concreción de la RTI avanzamos fuertemente con obras de ampliación de red en varios municipios de nuestra área de concesión. A modo de ejemplo, finalizamos obras de ampliación de red en Moreno, Marcos Paz, José C. Paz, en tanto que ejecutamos obras de ampliación en otros barrios de Moreno, José C. Paz, así como también en los partidos de General Rodríguez, Zárate y Tigre, entre otros, que estarán finalizadas en los próximos meses.

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



planta de procesamiento de Cerri y en Puerto Galván, y trabajamos de manera permanente junto a nuestros socios estratégicos para prever y planificar nuevas necesidades de infraestructura.

Es quizás en el *midstream* en donde vemos el salto más importante de escala. Esto se debe al entorno de previsibilidad que nos brindó la vuelta al marco regulatorio de Transporte y gracias al empuje de nuestros accionistas. Estamos encarando una importante inversión a riesgo en la zona de Vaca Muerta que consiste en la construcción de 125 km de gasoductos de captación y una planta de acondicionamiento que en sus inicios tendrá una capacidad de 5 MMm<sup>3</sup>/d y que podrá ampliarse en el tiempo.

Esta inversión ya está en marcha, requerirá de 300 millones de dólares en 2018 y 2019 y podría alcanzar los 800 millones de dólares en el futuro. Con este proyecto, brindamos la solución de evacuación que los productores necesitan para poner en marcha los desarrollos en la zona y TGS se convierte así en el Primer *midstreamer* del país.

Estamos convencidos de que la inversión privada es el sostén del crecimiento económico. Como hemos dicho, nuestra fuerte apuesta en Vaca Muerta implica un salto de magnitud en nuestras actividades *midstream*. y con la infraestructura de gasoductos troncales y de procesamiento de líquidos, confirma nuestro rol protagónico en la industria y compromiso de continuar contribuyendo a la generación de empleo y al desarrollo de la industria energética y el país.

En cuanto a los desafíos, para potenciar el desarrollo del sector energético es fundamental que continuemos en el camino de brindar un marco de previsibilidad para todos los actores involucrados, tanto los regulados como los no regulados. Es esencial fijar reglas claras, manteniendo un marco jurídico estable en el tiempo, para fomentar las inversiones a largo plazo.



## El petróleo también expande su transporte en Vaca Muerta

Si bien no se dedica al transporte de gas, Oldelval es un ejemplo de las necesarias expansiones del transporte que crece alrededor del desarrollo de Vaca Muerta. Consultado acerca de en qué estado se halla hoy el transporte de petróleo alrededor de la producción en la zona y sus proyecciones para el corto y mediano plazo, Jorge Vugdeliya, CEO de Oldelval, aseguró a Petrotecnia que “Vaca Muerta es una realidad: actualmente transportamos el 70% del petróleo de la Cuenca Neuquina, lo que representa a su vez el 30% del transporte de hidrocarburos líquidos de Vaca Muerta; tenemos buenas perspectivas y proyecciones con respecto al futuro: al 2020 tenemos planificadas las obras necesarias para acompañar el desarrollo de la zona”.

Describió que “a través de un proceso de planeamiento del sistema de transporte, en el que involucramos al 100% de nuestros clientes (cargadores del sistema), trazamos proyecciones de producción a cinco años”. Y aseguró que acompañará el desarrollo y el crecimiento de la industria a través de nuevos proyectos.

Acerca de sus planes de expansión, incluyendo el porcentaje que debería incrementarse, el tipo de tendidos y la dirección del mismo, Vugdeliya reflexionó: “Nuestro sistema integral de oleoductos atraviesa cuatro provincias: Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires. Estamos trabajando en proyectos de ampliación, tanto de instalaciones como de ductos, en todas las direcciones (desde Puesto Hernández y Plaza Huincul hacia Puerto Rosales y hacia Luján de Cuyo). En términos de capacidad, ajustaremos nuestras proyecciones a las necesidades de nuestros clientes”, informó.

En lo referido a Vaca Muerta en particular, un desafío importante es contar con todas las soluciones de infraestructura y logística que su desarrollo a gran escala demandará.

Sin lugar a dudas, estamos frente a un escenario muy positivo para la industria. Dependerá de todos nosotros el saber capitalizarlo para contribuir al crecimiento sustentable y al desarrollo.

### Desarrollo de Vaca Muerta: eventual influencia en los planes de desarrollo

Vaca Muerta representa sin lugar a dudas una oportunidad histórica para recuperar el autoabastecimiento energético y transformarnos en un país exportador. Su desarrollo contribuiría sustancialmente al crecimiento económico y a la generación de empleo.

En nuestro caso en particular, Vaca Muerta es clave en el presente y el futuro de la compañía, no solo porque requerirá de expansiones en los sistemas de transporte y porque impactará fuertemente en el negocio de líquidos con el desarrollo de proyectos petroquímicos, sino porque estamos decididos a ser protagonistas en el *midstream* y actualmente lo estamos concretando gracias a la importante inversión que decidimos encarar.

Además, prestamos servicios *midstream* a algunos productores en Río Neuquén y en Huincul. Con el proyecto Vaca Muerta estamos dando un salto en escala sustancial.





Con la construcción de los 125 km de gasoductos y de la puesta en operación de la planta de acondicionamiento ofrecemos una solución de evacuación para todo el gas incremental de la zona viabilizando, de esta manera, el desarrollo de los yacimientos. Además, ofreceremos todo tipo de soluciones de infraestructura, como plantas de deshidratación o gasoductos de conexión desde cada área.

En lo que hace al proyecto en sí, los llamados Tramo Norte, Tramo Sur y la planta representan infraestructura para transportar la producción de gas natural de Vaca Muerta y acondicionarla para su ingreso a los sistemas troncales de transporte. El Tramo Norte, de 36" de diámetro y con una capacidad de 35 MMm<sup>3</sup>/d, se extenderá desde el yacimiento Rincón La Ceniza hasta su interconexión con el sistema regulado en Tratayén.

El Tramo Sur, por su parte, de 30" de diámetro y 25 MMm<sup>3</sup>/d de capacidad, se extenderá de su interconexión con la progresiva, km 41 del gasoducto El Mangrullo-Aguada La Arena hasta su vinculación con el Tramo Norte. La planta de acondicionamiento se instalará en Tratayén y contará con una capacidad inicial de 5 MMm<sup>3</sup>/d, que podrá ir incrementándose en función de las necesidades.

Estas obras representan un desafío importante para la compañía, pero gracias a la experiencia e idoneidad de nuestra gente podemos garantizar que el Tramo Sur y una instalación temporaria de estabilización de consensados estarán operativos en abril de 2019, mientras que el Tramo Norte y la planta de acondicionamiento entrarán en operación en el último trimestre de 2019. Mientras tanto, continuamos trabajando junto a todos los productores para sumarlos a nuestro proyecto. ■



A subsidiary of  
BASF – We create chemistry

**40 AÑOS**

**CONTRIBUYENDO AL DESARROLLO**

**ENERGÉTICO DE LA ARGENTINA**



**40**  
**AÑOS**  
Wintershall Energía

# Energía y pobreza en la Argentina

Por **Guillermina Jacinto, Silvina Carrizo** (Conicet - Unicet y Unnoba) y **Salvador Gil** (ECyT y Unsam)

**La relación de los bajos ingresos con la energía, que en países más desarrollados se relaciona con la falta de confort y, en la región, con privaciones del orden básico.**

**D**isponer de servicios energéticos seguros, eficientes y de calidad es fundamental para el bienestar y la equidad social<sup>1</sup>. Aunque no hay una definición consensuada, se entiende pobreza energética como la carencia de acceso a servicios energéticos adecuados<sup>2</sup>. Los grados de privación de energía son diversos: en los países más desarrollados se trata fundamentalmente de pobreza en confort térmico, debido a la ineficiencia energética de los hogares y al hecho de que la mayoría de ellos se encuentra en regiones más bien frías. En los países menos desarrollados, se trata principalmente de pobreza en servicios básicos, como cocción, iluminación o transporte, asociados a bajos ingresos y a déficits en infraestructura.

El 60% de los hogares de la Argentina está conectado a las redes de gas natural y utiliza este combustible para la cocción (Figura 1). También se lo

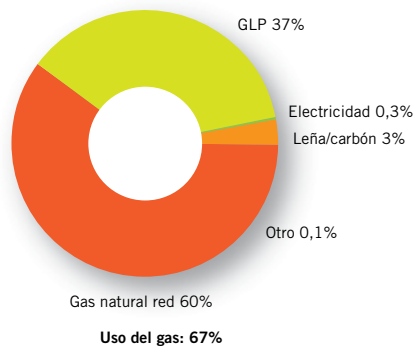


Figura 1. **Combustible utilizado para cocinar en hogares de la Argentina.** Fuente: elaboración propia a partir de INDEC 2010 y ENARGAS.

aprovecha para el calentamiento de agua sanitaria (ACS) y la calefacción<sup>3</sup>. Considerando gas natural y GLP, el porcentaje de familias que usan gas es de un 97%. El 3% de los hogares aún utiliza leña para cocinar, es decir más de un millón de personas.

El 98% de los hogares argentinos tiene acceso a los servicios eléctricos, pero aproximadamente 500.000 personas aún carecen de electricidad, localizadas principalmente en áreas rurales aisladas, de difícil acceso y costoso tendido de redes<sup>4</sup>. Las provincias del norte presentan los menores indicadores de acceso a servicios eléctricos: Santiago del Estero posee la menor cobertura, con un 86% de los hogares servidos. Corrientes, Chaco, Formosa, Jujuy, Misiones y Salta

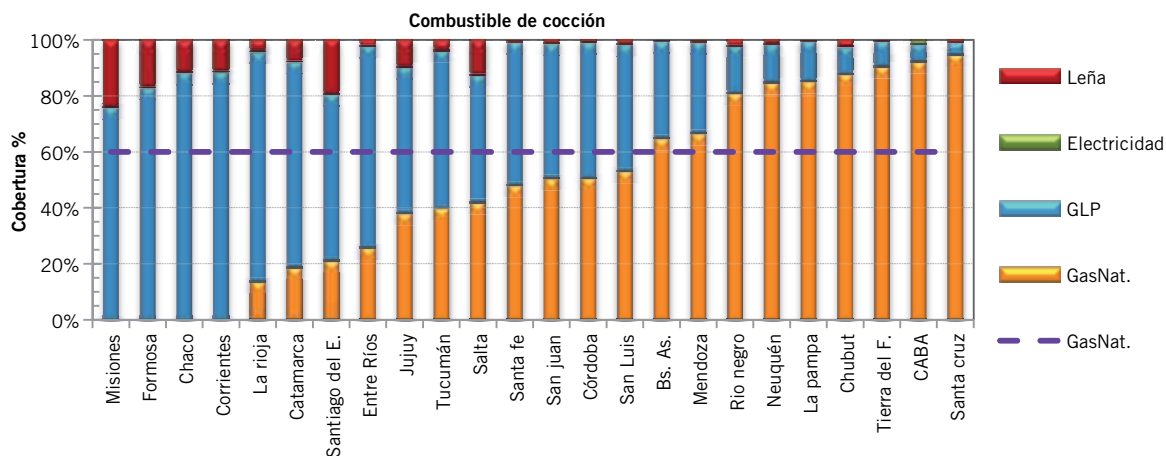


Figura 2. Combustible utilizado para cocinar en las distintas provincias de la Argentina. La cobertura de gas natural por redes es del 60% mientras que la de GLP es del 45%. Así casi el 96% de la población en la Argentina usa gas para la cocción. Solo las provincias del NEA no tienen acceso al gas natural. Fuente: elaboración propia a partir de INDEC 2010/7.

cuentan con tasas de cobertura entre el 90 y el 95%.

Las provincias del noreste no disponen de redes de gas natural. Reflejan los más bajos niveles de calidad de vida, de renta y de calidad constructiva de viviendas<sup>5,6</sup>. En ellas se observan los mayores porcentajes de población dependiente de la leña para cocinar. En la figura 2 se ilustra la participación de los combustibles usados para cocción en las provincias argentinas.

En la Argentina no se dispone de un indicador oficial para medir el nivel de pobreza energética, ni de información específica sobre la proporción de los ingresos destinados al aprovisionamiento de energía en el hogar. Se prevé que en los próximos relevamientos de la Encuesta Nacional de Gastos de Hogares, se incluya un módulo energético para recabar información sobre equipamiento, consumos y gastos energéticos en los hogares. Investigadores de la Universidad Nacional de Salta elaboraron un índice de pobreza energética, a partir de información del INDEC, a nivel de departamento. El mismo indica que los niveles más elevados de pobreza energética se ubican en Salta, Formosa, Santiago del Estero, Misiones y Jujuy<sup>6</sup>.

La pobreza urbana alcanzaba el 30% de la población en 2016 (el 20% de los hogares), según la Encuesta de la Deuda Social Argentina<sup>8</sup>. Al menos una de cada cuatro personas se halla privada de una vivienda y servicios energéticos adecuados. Esta situación se profundiza en zonas de máxima precariedad y vulnerabilidad, como los asentamientos informales, en los que

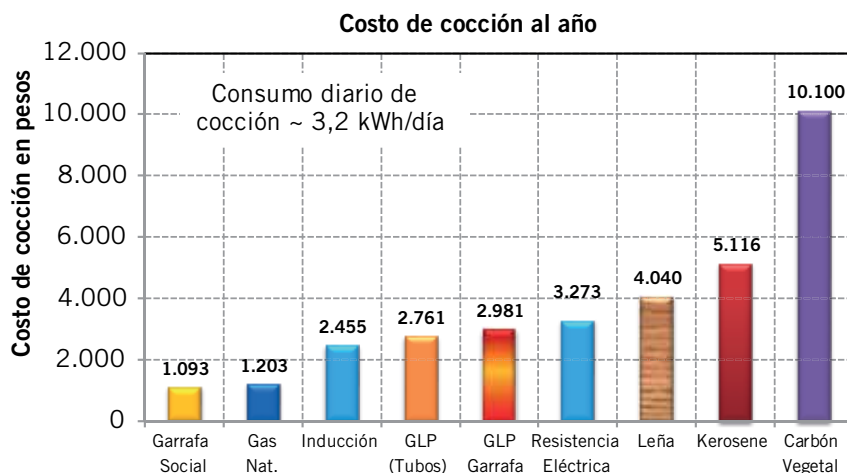


Figura 3. Costo de los combustibles usados para cocinar en la Argentina en mayo 2018. Los combustibles más caros son los que usan los sectores de menores recursos, de ahí la importancia de la garrafa social. Los usuarios de leña en general la recogen ellos mismos, aunque ocasionalmente compran leña o carbón.





habitan unas 650.000 familias (casi tres millones de personas), con carencias severas de servicios básicos; la mayoría sin acceso formal a la red eléctrica, ni acceso a redes de gas natural<sup>9</sup>.

Las garrafas sociales constituyen la opción más económica para los hogares de bajos recursos, sin acceso a la red de gas (Figura 3). No obstante, estas garrafas resultan insuficientes para cubrir las necesidades de esta población, que para suplir la falta recurre a la leña, el carbón y/o el kerosene. Paradójicamente, estos combustibles resultan ser más caros.

La población que utiliza leña como combustible principal, en general la recoge de su entorno. Esto demanda tiempo y esfuerzo físico. Su combustión también afecta en forma negativa la salud, principalmente por la contaminación del aire interior.



Ollas térmicas industriales



Ollas térmicas artesanales

Figura 5. Ejemplos de ollas térmicas u ollas brujas.

La inhalación de humos y partículas genera problemas respiratorios, en especial en niños y mujeres, que pasan mayor tiempo en el ambiente interior contaminado. Asimismo, son frecuentes los accidentes por inhalación de monóxido de carbono, quemaduras e incendios.

Del total de hogares del país (12 millones), más de medio millón son viviendas de tipo rancho, casilla, piezas en inquilinato, hotel o pensión, locales o viviendas móviles. En estas viviendas más precarias se encuentran los porcentajes más altos de utilización de leña, su uso en los ranchos es superlativo (un 42%)<sup>7</sup>. (Figura 4).

Los sistemas de cocción a leña tradicionalmente utilizados son ineficientes. Esto obliga al uso de mayores cantidades de combustible, lo que requiere un gran gasto o esfuerzo físico para su obtención. Esos sistemas precarios podrían ser reemplazados por cocinas mejoradas, más eficientes y limpias. El uso de cocinas solares puede ser en muchos casos, un excelente sustituto para el conjunto de cocinas a leña. Las ventajas se incrementarían si a la vez se asociaran medidas de eficiencia para la cocción, como el uso de ollas térmicas, de uso muy difundido en varios países<sup>10</sup>. Estas consisten en recipientes aislados térmicamente, cajas de EPS o telgopor, donde se

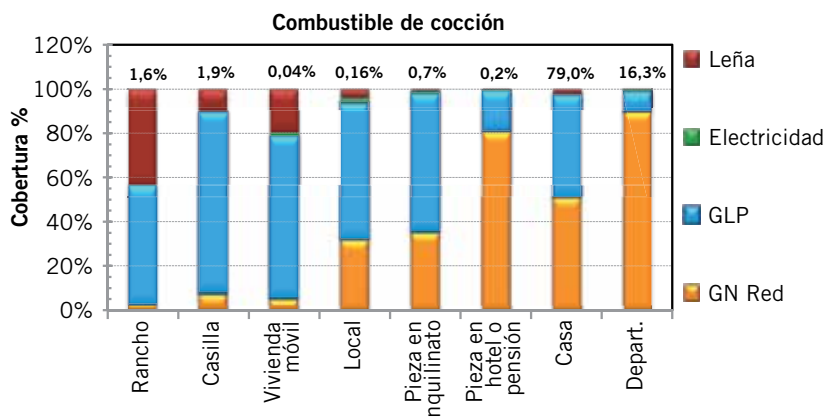


Figura 4. Combustible usado principalmente para cocción, según tipo de vivienda en la Argentina. Los porcentajes indican la proporción de habitantes que viven en ese tipo de viviendas. Se muestra una correlación entre el tipo de vivienda, la condición social y el combustible usado para cocinar. Los sectores de más bajos recursos son los que más emplean leña y GLP. Fuente: INDEC, Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.



*Al servicio de la industria energética.*



- 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

colocan las ollas con los alimentos hervidos y mantienen la temperatura por varias horas. En ellas, la cocción puede seguir durante varias horas sin consumo de combustibles.

En el noreste argentino, otro consumo importante es el calentamiento de agua sanitaria (ACS), ya que por cuestiones climáticas las necesidades de calefacción son mínimas. Los sistemas híbridos solar-GLP o solar-electricidad resultan apropiados para ello, especialmente por la abundancia de recurso solar y la baja densidad poblacional. Además presentan ventajas frente a la conexión a la red de gas: menor inversión en la instalación; menor consumo de gas y consecuentemente menores gastos y emisiones de gases efecto invernadero<sup>11, 12</sup>. Para potenciar estas ventajas, debe evitarse utilizar termotanques convencionales, como equipos de apoyo, ya que tienen altos consumos pasivos<sup>13</sup>. La incorporación masiva de sistemas híbridos promovería la fabricación nacional de equipos solares y de sus sistemas de apoyo, tendería a abaratar esta tecnología, propiciaría la generación de empleo industrial y la formación local en los oficios de instalación y reparación de equipos.

En zonas de bajas densidades, los costos de tender redes de gas y conectarse son altos. Suponiendo que existiera un gasoducto troncal cercano, el costo de tender la red hasta la vivienda rondaría USD2500. Para conectar la vivienda, se necesita una instalación interna que cumpla condiciones de seguridad (Normas Argentinas de Gas, NAG 200). Esto exige modificaciones en las habitaciones con acceso al gas. Generalmente, el costo de una cocina y un calefón ronda \$15.000 y una instalación interna, realizada por un gasista matriculado, puede costar entre \$15.000 y \$25.000. Es decir, además de la situación dominial regular para la vivienda y de la adecuación de la construcción, el usuario debería de disponer de \$40.000 a \$50.000, es decir unos USD2000. En general es difícil conseguir financiación para ello, lo cual constituye una importante barrera. Comparativamente, un sistema solar híbrido, con equipo de apoyo e instalación cuesta alrededor de USD130.012.

En Formosa, desde 1999, existe una red de gas que podría abastecer aproximadamente, 2.500 hogares.

Hasta 2018, hay menos de 100 usuarios conectados a la red. De manera similar, en Paso de los Libres, la red inaugurada en 2015, a tres años de su tendido, cuenta con menos de 10 usuarios. Es decir, disponer de redes no basta para que se concreten las conexiones.

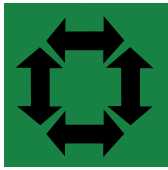
En conclusión, si bien se presume que para tener servicios energéticos satisfactorios es necesario conectarse a las redes de electricidad y gas natural, para poblaciones dispersas y de bajos recursos, combinar energía renovable distribuida con electricidad de red o gas licuado puede resultar una opción eficiente, económica y limpia. En la Argentina, para la región del noreste que posee los menores índices de electrificación y aún no dispone de



gas por red, estas posibilidades podría maximizar la inclusión energética, posibilitar el desarrollo de actividades económicas y minimizar los impactos ambientales. ■

## Bibliografía

1. B. Bret, "Interpréter les inégalités socio-spatiales à la lumière de la Théorie de la Justice de John Rawls", *Annales de géographie* 2009/1 n° 665-666, pp. 16-34, 2009.
2. J.-M. Chevalier, *Les nouveaux défis de l'énergie : Climat, économie, géopolitique*, Paris: Economica, 2009.
3. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos INDEC, 2 julio 2010. <http://www.indec.gov.ar>.
4. G. Rabinovich, "Rápida evaluación y análisis de los objetivos del Proyecto Energía Sustentable para Todos en el sector energético de la República Argentina", PNUD BID, Buenos Aires, 2013.
5. G. Velázquez y G. Mesaros, "Geografía y calidad de vida en argentina", *Ciencia Hoy*, vol. 24. N° 143, pp. 27-31, 2015.
6. R. Durán y M. Condori, "Índice multidimensional de pobreza energético para Argentina: su definición, evaluación y resultados al nivel de departamentos para el año 2010", *Avances en energías renovables y medio ambiente*, vol. 20, pp. 21-32, 2016.
7. INDEC, "Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010", INDEC Argentina, 2010. [http://www.indec.gov.ar/censos\\_total\\_pais.asp?id\\_tema\\_1=2&id\\_tema\\_2=41&id\\_tema\\_3=135&t=0&s=0&c=2010](http://www.indec.gov.ar/censos_total_pais.asp?id_tema_1=2&id_tema_2=41&id_tema_3=135&t=0&s=0&c=2010).
8. Observatorio de la Deuda Social Argentina UCA, <http://www.uca.edu.ar>, 15 junio 2017.: <http://www.uca.edu.ar/uca/common/grupo68/files/2017-Observatorio-Informe-Eradicacion-Pobreza-Prensa.pdf>].
9. TECHO, "TECHO Argentina", 3 julio 2017. [En línea]. Available: <http://www.techo.org.ar>. [Último acceso: 3 julio 2017].
10. E. Canelo, "El Canelo de Nos", 2018. [En línea]. Available: <http://www.elcanelo.cl>.
11. R. P. y S. G. L. Iannelli, "Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos", *Petrotecnia*, LV, N° 3, pp. 586-595, 2016.
12. J. Billoni *et al.*, "Sostenibilidad y eficiencia en el suministro de servicios", *ERMA-Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 38, pp. 15-23, 2016.
13. L. M. Iannelli *et al.*, "Eficiencia en el calentamiento de agua sanitaria en Argentina", *Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 39, pp. 21-29, 2017.



# LOCKWOOD

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

26 años acompañando el desarrollo del petróleo y del gas

## La empresa de *Well Control Services* en la Argentina

**Blowout Control** con equipamiento propio.

**Firefighting** con Motobombas de 4500 GPM a 150 psi.

**Freezing Services.**

**Crimpeado de tubulares.**

**Asesoramiento y consultas.**

**Blowout Committee.**

**Safe Well, the Blowout Prevention Program:**

- ↔ Planes de contingencias para *Blowouts* – BOCP,
- ↔ Inspecciones de equipos y pozos,
- ↔ Auditorias de los roles de contingencias por surgencia de equipos en pozos,
- ↔ **Capacitación y formación profesional:**
  - Cursos técnico operativos,
  - Curso para *First Responders to Blowouts & Well Fires*
  - Cursos de *Well Control* de Perforación y WO bajo certificación WellCAP y WellSHARP de la IADC.

**Servicios especiales para bocas de pozos:**

- Reconstrucción de bocas de pozos,
- Sellado de pérdidas en superficie y subsuperficie con productos SEAL-TITE,
- *Hot Tapping* de alta presión,
- *Gate Valve Drilling*,
- *BPV Milling*,
- Cortes de cañerías,
- Torque,
- Pruebas hidráulicas.

**H<sub>2</sub>S Safety Services**, con equipamiento e instrumentos de vanguardia

- Cursos de habilitación para trabajar con H<sub>2</sub>S en pozos.
- Cursos de habilitación para trabajar en espacios confinados.



Desde Mayo 2006  
ISO 9001:2008  
ISO 14001:2004  
OHSAS 18001:2007



Una actualización sobre la última tecnología en trépanos utilizados sobre todo en la perforación direccional.

# Recientes innovaciones en el diseño de los trépanos pdc

Por **Gabino Velasco** (Comisión de Perforación y Comisión de Publicaciones del IAPG)

**E**l trépano es el elemento que compone el numeroso y complejo sistema de perforación de pozos para petróleo y gas al cual le toca asumir la responsabilidad final sobre la velocidad de penetración (ROP) obtenida.

Los trépanos PDC (acrónimo de *Polycrystalline Diamond Compact*) están provistos de cortadores con diamantes sintéticos y se han difundido profusamente en la perforación direccional de pozos *shale* (Figura 1).

Esa responsabilidad es corroborada por los fabricantes de trépanos. Desde la alta gerencia de *Drilling Products* de Schlumberger se manifestó que “mientras el monto invertido en trépanos para la perforación de un pozo es

menor al 1% del costo total del pozo, no hay ningún otro componente en todo el sistema de perforación que contribuya individualmente en mayor medida que el trépano al rendimiento global de la perforación”.

De hecho, la oferta se ha comprometido a proveerlos de una mayor velocidad de penetración (ROP) que, al mismo tiempo, tengan mejor control de la orientación (*toolface control*), lo cual disminuye sensiblemente las interrupciones en la perforación dirigida que generan las correcciones que realizan los perforadores direccionales.

En respuesta a las necesidades de los operadores, las compañías de servicio y los fabricantes de trépanos,

con técnicas avanzadas de modelado y el análisis de elementos finitos, pudieron definir las principales barreras que impiden a los trépanos mejorar la velocidad de penetración (ROP), extender su durabilidad, solucionar el pobre transporte de los recortes de roca (*cuttings*) y evitar la elevada generación de calor y de vibraciones.

Así desarrollaron nuevas geometrías y disposición para los cortadores (*cutters*) y mejoraron la hidráulica de los trépanos.

El Gerente de *Global Business Development* de Halliburton, John Campbell, dijo recientemente a la revista “*Drilling Contractor*”, de la *International Association of Drilling Contractors* (IADC) que



la “idea fija” de todos los operadores es perforar el pozo, en lo posible, de zapato a zapato con un solo trépano, incluyendo los tramos verticales y los tramos laterales con largas canaletas (*dog legs*), con buen control direccional y una elevada velocidad de penetración.

Un trépano para perforar durante tanto tiempo, especialmente en pozos laterales que suelen exceder los 3.000 m, tiene que ser robusto y durable. Además como las compañías perforadoras están armando equipos con bombas cada vez más potentes y las compañías de perforación direccional están incorporando motores de perforación (*Mud motors*) con mayor potencia el volumen de energía que les está llegando a estos trépanos es cada vez mayor. En tanto, Wiley Long, directivo de la fábrica de trépanos Smith Bits (una compañía de la empresa de servicios Schlumberger) expresó a la misma publicación: “Estamos viendo que vamos a necesitar materiales con mayor resistencia y trépanos más duraderos capaces de trabajar con el volumen de energía que van a recibir”.

Y agregó que “en el pasado, incrementar la velocidad de penetración (ROP) frecuentemente hacía disminuir la durabilidad del trépano, pero actualmente, la larga duración del trépano y la buena velocidad de penetración van de la mano, cuando tratábamos de alargarle la vida al trépano lo hacíamos incrementando el volumen de diamantes, lo cual actuaba en desmedro de la ROP”.

Los adelantos tecnológicos, introducidos en el posicionamiento de los *cutters*, ayudan a eliminar el planteo de “lo uno o lo otro”, porque permanecen más tiempo afilados ayudando a mantener la elevada duración del trépano y la ROP durante todo el tramo perforado.

### Un replanteo de la hidráulica

En un intervalo determinado: a mayor velocidad de penetración del trépano habrá invariablemente un incremento en la cantidad de *cuttings* producidos. Si estos recortes comienzan a acumularse pueden reducir la velocidad de penetración y consumir la energía de perforación. Además, la acumulación de recortes se puede aislar y crear rozamiento en la zona provocando altas temperatura en el trépano y sus *cutters*. Para Chris Casad,

gerente de Innovación del Fabricante de trépanos Ulterra “no es extraño que los recortes inmovilizados causen una elevación en la temperatura del trépano provocando una degradación en los diamantes y daños en los *cutters*, con temperaturas más bajas disminuye el daño, lo cual quiere decir que los cortadores durarán más y se mantendrán más tiempo afilados, permitiendo mantener la perforación a buen nivel durante la construcción del pozo”.

Después de varios años de estudios y ensayos Ulterra ha entregado su trépano PDC denominado *Split blade* (Figura 2), con ubicación de las boquillas optimizada (nozzles) y encauzamiento del fluido ambos determinados por medio de la utilización de la Dinámica

de Fluidos Computacional (CFD) que mejora la evacuación de los *cuttings*. Asimismo, las cuchillas (*blades* internas de los *cutters* han sido desplazadas hacia adelante entrando en contacto con la formación en primer término y habilitando en mejores condiciones al control de orientación (*toolface*). Esto mejora el agarre de las cuchillas con la formación prestando así un mejor control direccional.

Los trépanos diseñados con la tecnología *Split blade* tienen dos canales destinados a la evacuación de cada cuchilla primaria y también boquillas en el cono y el hombro del trépano, esto le permite separar la evacuación de los *cuttings* del cono de la de los recortes correspondientes al hombro del trépano, las cuales son las zonas más

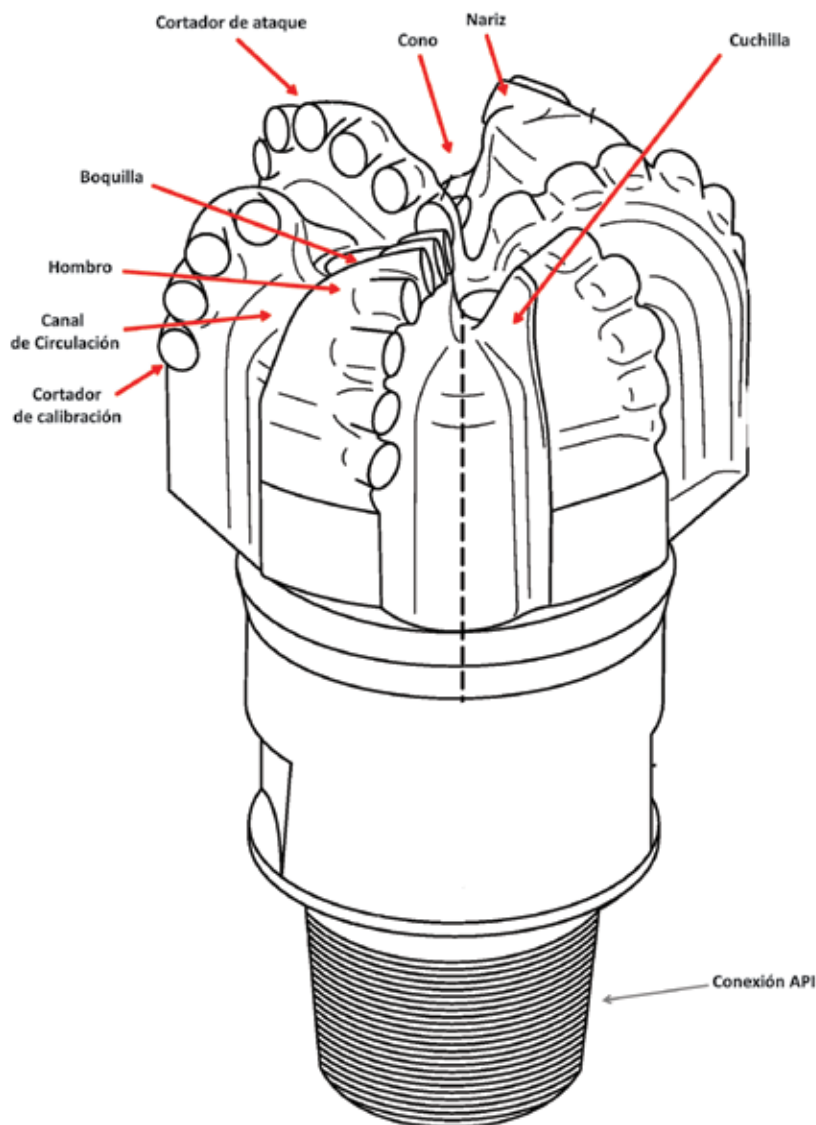


Figura 1. Trépano PDC.

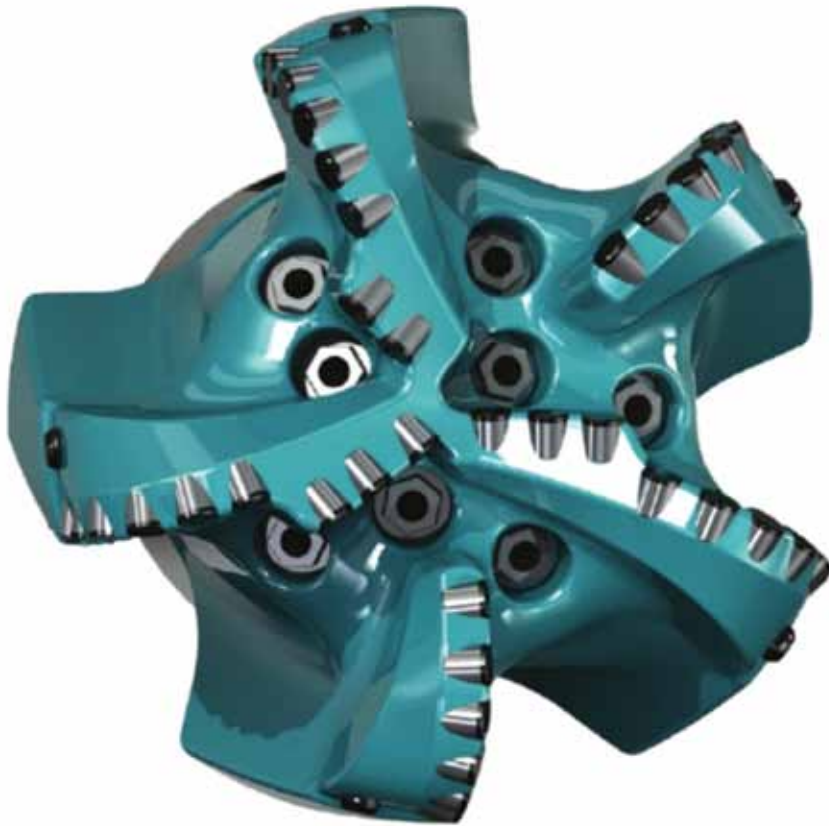


Figura 2. Ulterra utilizó el *Drilling Fluid Dynamics* para la optimización de la ubicación de las boquillas (nozzles) y los canales del trépano *Split blade*. La meta fue mejorar la evacuación de los *cuttings* e incrementar la ROP.

proclives a la acumulación de *cuttings*. Manteniendo el cono del trépano limpio, tendremos un mejor control direccional y de la perforación, asimismo manteniendo el hombro limpio, el trépano incrementará su velocidad de penetración.

Generalmente, cuando los *cuttings* son evacuados del cono del trépano suelen acumularse en el hombro del mismo. Con la nueva tecnología en las boquillas y los canales del cono y del hombro, se ofrece a los recortes un camino más directo para dejar el trépano. El gerente de Ulterra aseguró que “se suma a esto que al no estar sobrecargado por los recortes del cono y al estar liberado de tener que lidiar con ese volumen de roca, el hombro del trépano aplica toda su energía en perforar a mayor velocidad”.

La posición de los canales y las boquillas ambos alineados con la orientación de las boquillas fue definido por medio de la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) conceptualizada, teniendo en cuenta la optimización hidráulica.

El uso de las simulaciones CFD también puso en evidencia que las boquillas de las cuchillas primarias de los trépanos frecuentemente están orientadas de modo que su trayectoria de flujo coincide con el de alguna otra boquilla. El gerente de la fábrica comentó que “la boquilla exterior realmente trabaja para anular el flujo de la boquilla interior y le impide su salida del trépano”, por esa razón Ulterra corrió más simulaciones CFD hasta determinar la separación entre boquillas y la orientación de modo de crear trayectorias de flujo separadas y sin interrupciones para cada boquilla.

Los trépanos *Split blade* ya han perforado más de un millón de metros y han sido usados en 300 equipos de perforación en el Área Lavaca County de Eagle Ford. Los Operadores han obtenido una mejora en la ROP comparado con los trépanos utilizados con anterioridad. En un pozo horizontal de Lavaca County, un trépano perforó la curva y el tramo lateral con un total de 3360 m, una ROP de 53 m/h y su estado de desgaste IADC fue “en cali-

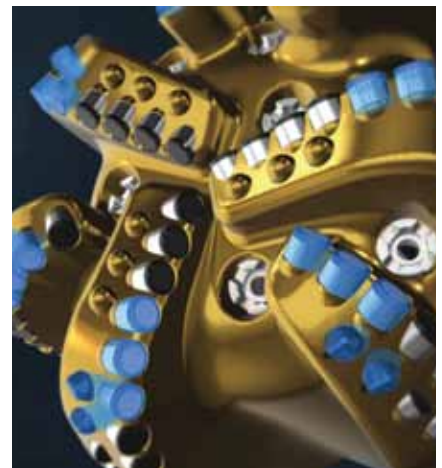
bre y con desgaste en los cortadores interiores de 1/16” – sacado por haber alcanzado la profundidad final”, el trépano mostró poco desgaste, debido a la mejor hidráulica, el equilibrio térmico y la apropiada evacuación de los recortes de roca (*cuttings*).

### Atenuar las vibraciones

Las vibraciones torsionales y axiales pueden acortar la vida de un trépano y también pueden dañar a los componentes del conjunto de fondo (BHA) incluidos los motores de fondo y el instrumental de medición que opera durante la perforación (MWD).

Por su parte, Mark Freeman, director de Tecnología de Baker Hughes GE (BHGE) dijo también a “Drilling Contractor”: “Cuanto más sosegadamente podamos perforar generando menos vibraciones, menor desgaste en el motor (*mud motor*) y en el conjunto de fondo (BHA). La BHGE, este año, para prolongar la vida del trépano y el conjunto de fondo reduciendo las vibraciones lanzo los trépanos *Kymera Mach 4* y *Dynamus*.”

El trépano *Mach 4* es la última iteración de la línea de Trépanos Híbridos *Kymera* provistos tanto de PDC con cortadores fijos (*fixed cutters*) como de conos con rodamientos (Figura 4). El cortador fijo corta la formación pero es propenso a la vibración, debido a los cambios de torque que suelen ocurrir en las formaciones con intercalaciones, BHGE sostiene: “incluimos en el cuerpo del trépano estos elementos con rodamiento para que ayuden a amortiguar la respuesta a las variaciones del torque a medida que se perforan distintos tipos de



# Protagonistas de tus proyectos



Aportamos soluciones integrales concretas en el campo de la energía.

Contamos con una sede en Buenos Aires y más de 30 operaciones permanentes desde las 9 bases operativas localizadas en Neuquén, Mendoza, Rincón de los Sauces, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Añelo, Catriel, Bahía Blanca y La Plata.

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



**Sigamos creciendo juntos**



Figura 3. Trépano Kymera Mach 4 de BHGE que está equipado con insertos cónicos de carburo tungsteno con filo en los conos rotativos.

formación. Los trépanos Kymera han demostrado reducir la vibración torsional entre un 50% y un 60%, esta mejora depende de las formaciones atravesadas”.

Con el Mach 4 BHGE está apuntando a mejorar la durabilidad de la estructura con cortadores en formaciones duras y abrasivas, para ello ha introducido insertos cónicos con filo en la estructura de corte del cono rotativo en lugar de los insertos romos o redondeados usados anteriormente. Paralelamente, estos insertos se encuentran más apilados en los conos rotativos.

El Gerente de HBGE aseguró que “la existencia de los insertos con filo ayuda a obtener una fractura más efectiva de la formación. A medida que el cono gira los insertos de carburo tungsteno se clavan en la roca y la golpean hasta partirla. Los insertos prácticamente prefacturan la formación antes de que las cuchillas del PDC, arranquen los *cuttings*”. Esto ayuda a mantener estructuras de corte afiladas durante más tiempo. Mientras las estructuras de corte permanezcan afiladas, no se sufrirá una caída en la velocidad de penetración (ROP), debido a la pérdida de filo de los cortadores.

BHGE ofrece el Mach 4 con cuatro o seis cuchillas, según la aplicación, lo cual significa un progreso sobre

la alternativa de dos a tres cuchillas que tenían los trépanos Kymera. Este incremento en el volumen de diamantes por trépano permite perforar durante intervalos más largos con menos cortadores descascarados o rotos. Asimismo, se ha empleado una nueva tecnología denominada *Shadow Cut* en el hombro las cuchillas de los PDC, que consiste instalar los cortadores en un receso practicado en la cuchilla que mejora a durabilidad de la estructura de corte.

Hasta la fecha, el Mach 4 ha completado 120 carreras en distintas regiones del mundo. En un trabajo

realizado en el Mar del Norte perforó el tramo de 16” de diámetro de un pozo con una tangente de inclinación de 70°. La base del tramo presentó fuertes intercalaciones de arenisca de elevada dureza y cordones carboníferos, los cuales causaron alto nivel de vibraciones que limitaban la ROP. Previamente, el operador perforó este tramo con trépanos PDC provistos de diamantes cónicos, que sufrieron significativos daños y dificultaron la orientación del pozo.

A continuación, el operador decidió usar un Kymera Mach 4 de 16” que perforó el tramo con una ROP de 26,6 m/h con un mejoramiento de la velocidad de penetración del 40% y un incremento de la misma del 26% sobre el trépano PDC híbrido Kymera XTreme. Con referencia a estas mejoras, el Gerente de BHGE aseguró “la densidad de conos afilados y las cuchillas reforzadas introducidas en la estructura de corte del trépano generaron una gran mejora en la eficiencia de la perforación”.

Los trépanos Kymera Mach 4 y Dynamus (Figura 4) fueron desarrollados con el objetivo de prolongar la vida del trépano e incrementar la velocidad de penetración, especialmente en formaciones de abrasivas y de alta dureza. BHGE incorporó dos



Figura 4. Trépano Stega de Halliburton con una fila de cortadores de apoyo detrás de los cortadores principales.

# Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



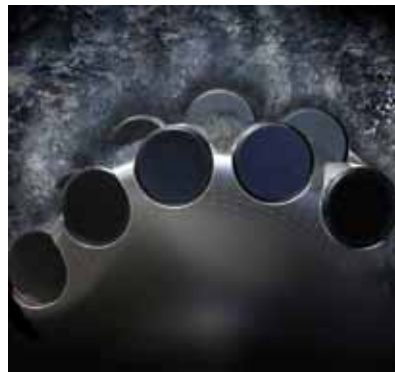
[www.tecpetrol.com](http://www.tecpetrol.com)

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

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

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





tecnologías que todavía no han sido aplicadas en el Dynamus, que son los diamantes *Stay True* y los cortadores *Stay Cool 2.0*.

Los diamantes *Stay True* tienen forma de cortafrió y se encuentran incorporados a lo largo de las cuchillas. Ellos se clavan en la formación y van creando una ranura a medida que perfora el trépano. Debido a su forma de cortafrió, los elementos básicamente viajan por la ranura y ayudan a incrementar la estabilidad lateral evitando que el trépano se desplace hacia los lados. Según BHGE, “manteniendo al trépano

perforando en un modo estable toda la energía que se está empleando en él se utiliza para cortar la roca en lugar de perderse generando movimientos vibratorios”. Por ello es que cuando los trépanos Dynamus se utilizaron en el campo con el Sistema Multisense Dynamics Mapping instalado en el trépano para medir las vibraciones se comprobó una disminución del 90% respecto de un trépano estándar.

Mientras los *cutters* de los trépanos PDC tradicionales tienen una superficie plana, la superficie de los cortadores *Stay Cool 2.0* tienen tallada una

cavidad en el centro con un labio alrededor del borde, de ese modo cuando se perfora la roca los *cuttings* son desplazados más rápidamente de la cara del cortador *Stay Cool 2.0* evitando el incremento del rozamiento y el calor, según BHGE “en un cortador estándar, la roca suele continuar el viaje en su cara hacia arriba hasta llegar al tope sin poder dejar la cara del cortador”. Al mantener baja la temperatura, se puede reducir la degradación térmica del diamante, lo cual permite conservar los cortadores afilados por más tiempo. ■

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

**Stantec** (antes MWH) ofrece en Argentina una amplia 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.



Diseño pensando en la comunidad.  
[stantec.com/latinamerica](http://stantec.com/latinamerica)  
Tel.: 011 5274 3100 / [info.argentina@stantec.com](mailto:info.argentina@stantec.com)





**INVENTING  
SMARTER WAYS  
TO BRING  
ENERGY  
TO THE WORLD**

**BAKER  
HUGHES**  
a GE company



# Análisis de riesgos de gasoductos NAG 100 aplicando metodología BOW TIE

Este trabajo fue seleccionado del 3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas del IAPH (2017).

Por **Sebastián Monetti** (Genelba) y **Paul Rodríguez Jordán** (Pampa Energía S.A.)

**Este trabajo explica el uso de la metodología BOW TIE (diagrama de lazo) en la generación de análisis de riesgos cualitativos en gasoductos NAG 100. En este caso se aplicó a cinco ductos con un software con formato amigable. Combinado con el Programa de Gestión de Integridad, bases de datos en SAP y en GIS se logra la evaluación rápida y confiable de riesgos de estos equipos.**

**E**ste trabajo está orientado a la aplicación de una herramienta informática en la resolución de análisis de riesgo cualitativos en gasoductos alcanzados por la NAG100. El método aplicado es el BOW TIE (diagrama de moño) que permite la evaluación directa de riesgo de las barreras tanto preventivas como correctivas de los eventos de falla analizados. En el desarrollo se enumerarán otras ventajas observadas y las limitaciones.

El alcance de este análisis se limita al gasoducto NAG 100 de alimentación a la Central Termoeléctrica Genelba (provincia de Buenos Aires) y gasoductos de yacimientos en Neuquén, todos propiedad de la empresa, con circulación de gas en especifica-

ción de venta. (la aclaración es válida, ya que operamos otros gasoductos con gas de yacimiento que contienen contaminantes, como SH<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, entre otros, que no fueron seleccionados en este caso).

## Expectativas del análisis

Al inicio de la aplicación del análisis se fijaron expectativas, se evaluaron individualmente y se les asignó un orden de importancia en función de las necesidades del momento:

1. Cumplimiento de todos los requisitos de la regulación (NAG100).
2. Asegurar que se contemplan todos los modos de falla previstos en la ASME B31.8, con un grado de detalle mayor en función de la





- Mejoras en la documentación de los análisis y la posibilidad de incorporar cambios en el futuro.
- Compartir experiencias con otras empresas del grupo al ejecutar estos análisis de forma conjunta (evaluaciones cruzadas).
- Evaluar el riesgo para cuatro ejes principales: seguridad de las personas, impacto en el medio ambiente, costo e imagen de la compañía.
- Identificar las tareas críticas que se realizarán luego de la puesta en servicio.

Adicionalmente a estas expectativas hacemos mención a una particular: lograr la conexión o integración entre lo denominado “seguridad de procesos” y lo referente a “integridad de los ductos”, que tradicionalmente transitan por sendas separadas y después se complementan. En este caso, la herramienta utilizada (BOW TIE) permite la integración de ambos procesos en uno solo, simplifica el análisis y potencia sus resultados.

La visión de “barreras” que se obtiene con este método es lo que permite esta integración. El camino en la empresa fue el siguiente:

- Primero aplicar BOW TIE para sustituir otras herramientas de análisis de riesgo.
- Segundo aplicar BOW TIE para analizar riesgos de seguridad y de integridad en conjunto.

### Antecedentes

Este tipo de análisis (BOW TIE) se utiliza desde hace unos siete años en diferentes situaciones, generalmente orientados a la seguridad de procesos, con lo cual la herramienta en sí no es una novedad, sino su aplicación a ductos.

Algunos ejemplos son las aplicaciones anteriores en análisis de riesgos:

- Sistemas de incendio
- Sistemas de producción de petróleo/gas
- Sistemas de inyección de agua dulce/salada
- Sistemas de compresión e inyección de gas en yacimientos
- Plataformas *offshore* de perforación
- Plataformas *offshore* de producción
- Tableros UPS

- Sistemas de generación de energía esencial/de emergencia

### Conformación del equipo de trabajo

El equipo de trabajo tuvo la participación activa de Operaciones, Ingeniería y de CSMS (calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional). Cada equipo estuvo compuesto por:

### Coordinador del análisis

- Ingenieros de Integridad (Ingeniería centralizada) Miembros del equipo
- Ingenieros de producción (Operación)
- Operadores de ductos
- Supervisores de integridad
- Contratistas de ductos (de forma parcial)
- Ingenieros de seguridad (CSMS)
- Ingenieros de mantenimiento (Ingeniería centralizada)

Esta composición heterogénea y multidisciplinaria aseguró una visión de conjunto, integrando a todos los interesados en la operación de los ductos y llevando esta visión a cada uno de los elementos analizados.

### Normas aplicables - legislación aplicable

Se focalizó en algunos aspectos de las siguientes normas y legislación de cumplimiento obligatorio:

- Norma NAG 100 y complementarias publicadas por el ENARGAS con alcance nacional.* Análisis de riesgo cualitativos y posteriormente, si correspondiera, análisis cuantitativos (fuera de alcance de este trabajo).
- Norma ASME B31.8.* Definición y análisis de las denominadas “amenazas” para su evaluación
- Resolución 347 de Neuquén con alcance local.*

Lo más relevante es el requisito de contar con un GIS detallado que se utilizó para la evaluación de riesgos, principalmente, la funcionalidad de recorrido y la visualización del área de impacto de cada gasoducto (permite identificar invasiones a la traza).

experiencia acumulada en las operaciones.

- Dividir el ducto en tramos para su análisis.
- Factibilidad para evaluar los riesgos en formato de matriz cualitativa de un modo simple y que permita compartir la información.
- Visualización de los elementos de seguridad y de control de los riesgos identificados.
- Identificación de riesgos que pudieran requerir un cálculo cuantitativo posterior.
- Mejora en la coordinación y la aplicación de resultados de Integridad con Producción e Ingeniería.
- Facilitar la integración de este análisis con otros, como HAZOP preexistentes o futuros sobre las instalaciones.

Expectativas	Resultados
1. Cumplimiento de todos los requisitos de la regulación (NAG100).	Cumple.
2. Asegurar que se contemplan todos los modos de falla previstos en la ASME B31.8, con un grado de detalle mayor en función de la experiencia acumulada en las operaciones.	Cumple. Los modos de falla, además, se pueden copiar de un tramo a otro en caso de ser repetitivos simplificando el trabajo de documentación.
3. Dividir el ducto en tramos para su análisis	Cumple, se puede abrir indefinidamente.
4. Factibilidad de evaluar los riesgos en formato de matriz cualitativa de un modo simple y que permita compartir la información.	Cumple. El software utilizado tiene una limitación que no permite la comparación entre “antes” y “después” de las matrices.
5. Visualización de elementos de seguridad y control de los riesgos identificados.	Cumple en un nivel de verificación de los mecanismos de degradación de las barreras. No permite un segundo/tercer nivel de control, pero no fue identificado como necesario.
6. Identificación de riesgos que pudieran requerir un cálculo cuantitativo posterior.	Cumple, en caso de no poder disminuir el riesgo con las barreras aplicadas. Por otro lado, los requisitos de la NAG 100-2016 se pueden identificar con anterioridad.
7. Mejora en la coordinación y la aplicación de resultados de Integridad con Producción e Ingeniería.	Cumple. Principalmente al identificar las barreras preventivas.
8. Posibilitar/facilitar la integración de este análisis con otros, como HAZOP preexistentes o futuros sobre las instalaciones.	Cumple al identificar los riesgos y la vinculación directa de amenazas con barreras.
9. Mejoras en la documentación de los análisis y la posibilidad de incorporar cambios en el futuro.	Cumple. Es muy simple la modificación de estos análisis una vez documentados. Así como la documentación por separado de cada uno de ellos para verificar las modificaciones.
10. Compartir experiencias con otras empresas del grupo al ejecutar estos análisis de forma conjunta (evaluaciones cruzadas).	Cumple por su facilidad gráfica de verificación.
11. Evaluar el riesgo para cuatro ejes principales: seguridad de las personas, impacto en el medio ambiente, costo e imagen de la compañía.	Cumple, la evaluación es en cada eje por separado sin promediar.
12. Identificar las tareas críticas que se realizarán luego de la puesta en servicio.	Cumple, quedan registradas todas y cada una de las tareas que tienen relación con las barreras tanto preventivas como correctivas.

## Relevamiento de información disponible de los ductos

Como primer paso del análisis, se recopiló la información disponible referente a los siguientes puntos:

- Inspecciones iniciales al momento de la construcción de los ductos, tipo de material, pruebas hidráulicas.
- Evolución histórica de presiones de trabajo en los ductos.
- Informes de auditorías anteriores ejecutadas sobre los ductos, tanto internas como externas.
- Análisis de riesgo anteriores.
- Acción de terceros, como construcción de rutas, mantenimiento de caminos, tendido de nuevos ductos y nuevas locaciones de contratistas.
- Otros análisis de riesgos ejecutados sobre otros ductos para evaluar posibles semejanzas o analogías que podrían ser aplicadas.
- Análisis de riesgos específicos de aluviones en zonas de Neuquén, evaluación de defensas y riesgo hídrico específico.
- Resultados de inspecciones ante-

rios: pasaje de ILI, protección catódica, recorrida de traza, ensayos DCVG, medición de tapadas.

- Resultados registrados de fallas durante la operación de los ductos, detalle de las reparaciones.
- Identificación de reparaciones provisionarias pendientes de ejecución de las definitivas.

## Descripción del método utilizado (BOW TIE)

Este método de análisis se originó en los árboles de falla (FTA) y análisis de ries-

gos HAZAN/HAZOP, se logró una simplificación que permite ampliar su utilización a una mayor cantidad de casos.

La principal funcionalidad es identificar los escenarios posibles de riesgos, sus mecanismos de control (barreras), la forma de controlar la degradación de las barreras y los mecanismos de control secundarios.

El formato gráfico permite identificar a la izquierda del mismo las barreras preventivas (antes de la falla) y a la derecha las correctivas (después de la falla). Documentado en norma ISO 31.010 (Figura 1).

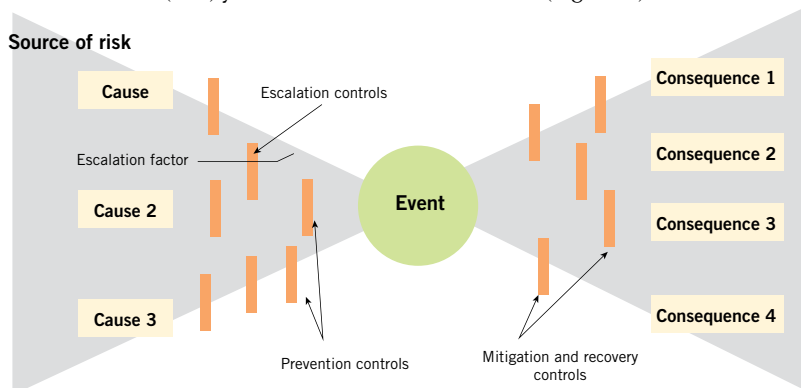


Figura 1.



-  
EQUIPOS  
ESPECIALES  
PARA  
OIL & GAS



**CENTRO OPERATIVO Y VENTAS**

CAMPANA  
Ruta Nacional 9, km 78  
Campana, Buenos Aires  
Tel: +54 3489 403040

**CENTRO DE EXPOSICIÓN Y VENTAS**

DON TORCUATO  
Gral. Alvear y Col. Panamericana Este  
Don Torcuato, Buenos Aires  
Tel: +54 11 4011 5050

**SUCURSAL PATAGONIA**

CIPOLLETTI  
Ruta Nacional 151, km 4.5  
Cipolletti, Río Negro  
Tel: + 54 9 299 532 4281



[WWW.TECMACO.COM.AR](http://WWW.TECMACO.COM.AR)



- A izquierda del gráfico medidas preventivas.
- A derecha del gráfico medidas correctivas.
- En el gráfico se indican “causas” en general esto se aplica como “amenazas”.
- El denominado “evento” puede ser asumido como la “falla”.
- Los “escalation factors” son los mecanismos de degradación de las barreras primarias, que en este gráfico aparecen como “controls”.

- ☐ Peligro: Acto de operar un gasoducto de alta presión, es el negocio en sí mismo.
- ☐ Eventos: (simplificando los eventos son las fallas cuando ocurren)
  - ⊕ Pérdida de contención
  - ⊕ Rotura catastrófica de ducto
  - ⊕ Fallas de cumplimiento de NAG 100
  - ⊕ Ingreso de gas sin odorizar a la planta

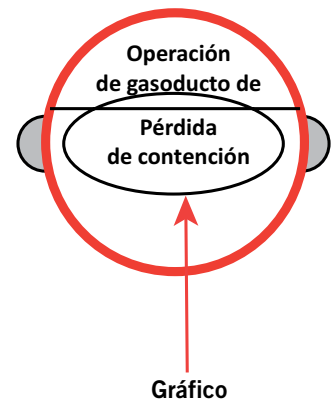


Figura 2.

### Desarrollo del análisis

**Primer paso:** aplicado a este caso particular (Figura 2).

*Activity groups:* datos varios necesarios para completar el análisis anterior, forma parte de datos fijos, codificaciones, etc. Es información requerida que se necesita completar antes de comenzar el análisis aunque después puede ser modificada o completada.

**Segundo paso:** como ejemplo continuaremos con la secuencia completa correspondiente a este “evento” denominado 1.01 Pérdida de contención.

A este evento concurren una o más “amenazas” que, para el caso de gasoductos, consideramos las enumeradas en la ASME B31.8 con un nivel de detalle mayor para ajustarlo a este caso (ducto de Genelba) (Figura 3).

Este *software*, en particular, permite trabajar ciento por ciento en modo texto y completa el gráfico en forma automática, o también trabajar ciento por ciento en modo gráfico y completa el modo texto en automático.

Contenido complementario de la figura 3:

#### Amenazas

- Corrosión externa cruce río la Matanza
- Corrosión externa cruce de canal de riego
- Corrosión externa en toda la traza
- Corrosión interna cruce río la Matanza

**Tercer paso:** continuando con el caso GENELBA, se completan las “consecuencias” posibles de esta falla/evento (Figura 4).

Cada barreras debe ser evaluada en función de su efectividad. Finalmente, al recorrer cada escenario posible de falla con sus barreras puede ser estimado el riesgo en caso de ocurrir la consecuencia. Esto se puede hacer analíticamente con verificación gráfica inmediata.

- Datos requeridos como carga previa en el software:

- Personnel*
- Frecuencias*
- Competancias*
- Control types*
- Effectiveness*
- Activity categories*
- Risk matrix*

Los seis primeros son datos requeridos en los pasos siguientes, es preferible disponer de ellos de forma anticipada. El último, *risk matrix*, es la matriz de riesgo de la empresa, se puede adoptar la original del *software* o modificarla si la empresa dispone de una particular. En realidad, no se esperan grandes diferencias, tanto en uno como en otro caso.

- Informes preestablecidos en el *software*:

- Print reference tables*
- Print hazards and top events*
- Print activities, tasks and responsible persons*
- Print threats and barriers*
- Print threats, barriers and tasks*
- Print consequences and barriers*
- Print consequences, barriers and tasks*
- Print activity descriptions*
- Print evaluate risks*
- Print tasks not linked to barriers*
- Print activities hazard*

Todos estos informes son copiados en archivos Excel de fácil manejo posterior, el más utilizado es el resultado final “print evaluated risks”.

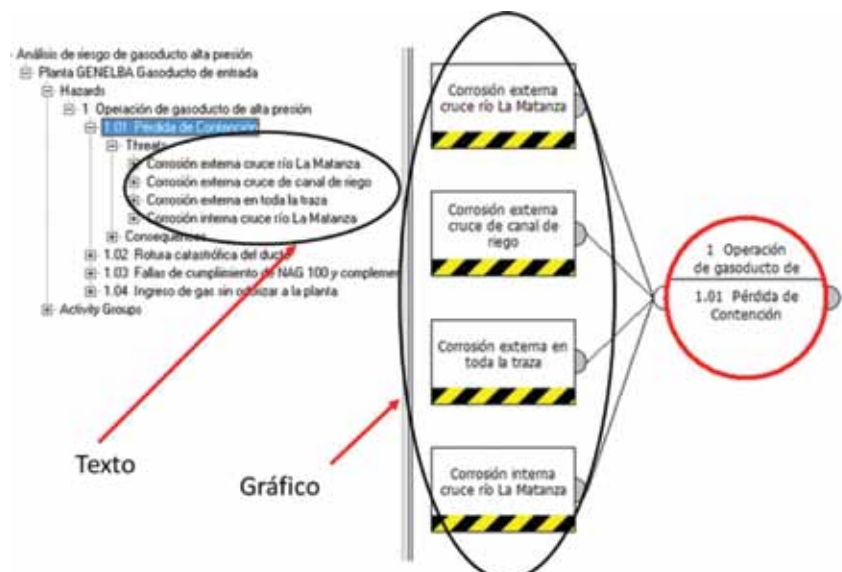


Figura 3.



**REDFOX**

LINER HANGER SYSTEMS

---

Diseñamos sistemas especiales para satisfacer las necesidades actuales de la industria de gas y petróleo.

---

Más de 25 años desarrollando soluciones.

[www.tackertools.com](http://www.tackertools.com)  
[ventas@tackertools.com](mailto:ventas@tackertools.com)

**TACKER**<sup>®</sup>  
solutions

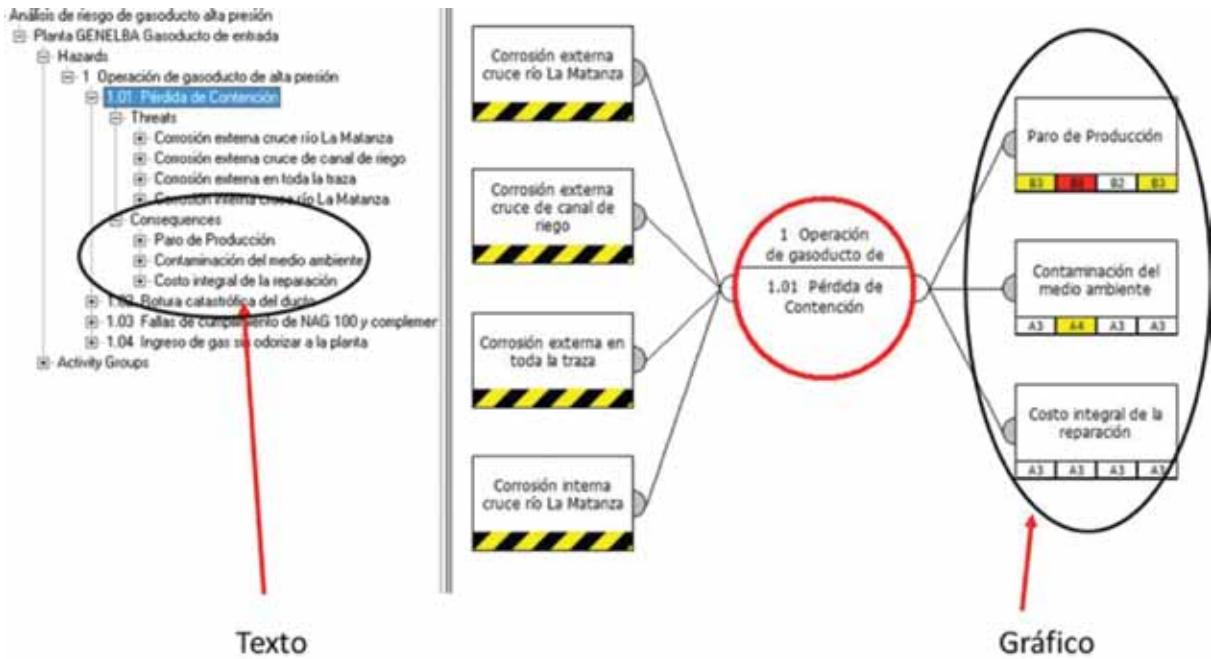


Figura 4.

Contenido complementario:

**Consecuencias**

- Paro de producción (afecta la generación de energía).
- Contaminación del medio ambiente.
- Costo integral de la reparación.

Al observar el gráfico se puede identificar el formato de “moño” que da nombre al método, a la izquierda figuran las amenazas y a la derecha las consecuencias. Hasta aquí no se han considerado barreras de ningún tipo, es decir que cualquier amenaza producirá la máxima consecuencia evaluada para la misma sin que nada se lo impida, el riesgo en este caso sería máximo, posiblemente no tolerable para la operación.

Aquí comienza el trabajo de incorporación de “barreras” tanto preventivas (a la izquierda en el gráfico) como correctivas (a la derecha en el gráfico) que impidan o mitiguen las consecuencias, que finalmente deriva en un riesgo de operación.

**Aclaraciones sobre el tercer paso**

1. La falla prevista es solamente una pérdida sin llegar a la rotura catastrófica que se considera por separado.
2. Para simplificar el trabajo, no se extiende esto en los sucesivos tra-

- mos con que se desarrolló todo el análisis final.
3. Las pérdidas de producción son significantes para GENELBA porque implicarían la interrupción del servicio de generación de energía eléctrica.
4. El costo de la reparación es bajo si se lo compara con el costo total de la instalación, es decir, el valor de referencia adoptado.
5. En los cuadros de consecuencia puede observarse el valor de riesgo asumido como “inicial” sin ninguna barrera, ya sea preventiva o correctiva.

**Evaluación del riesgo**

La evaluación de riesgo considera como es habitual probabilidad *versus*

consecuencia de acuerdo con la figura 5.

En las columnas se expresan la posibilidad de ocurrencia del evento como “probabilidad”.

En las líneas se expresan las “consecuencias”, en este caso como riesgo de personas (*people* en el *software*).

El riesgo asignado para este caso (A3) es definido por una probabilidad y una consecuencia. Por regla de colores se observa que es mínimo o tolerable.

Esta evaluación se repite considerando siempre la misma probabilidad pero variando las consecuencias para diferentes factores, en este caso tomamos los siguientes:

- Personas (seguridad)
- Medio ambiente (contaminación)
- Activos (costo-instalación)
- Reputación (imagen externa).



Figura 5.

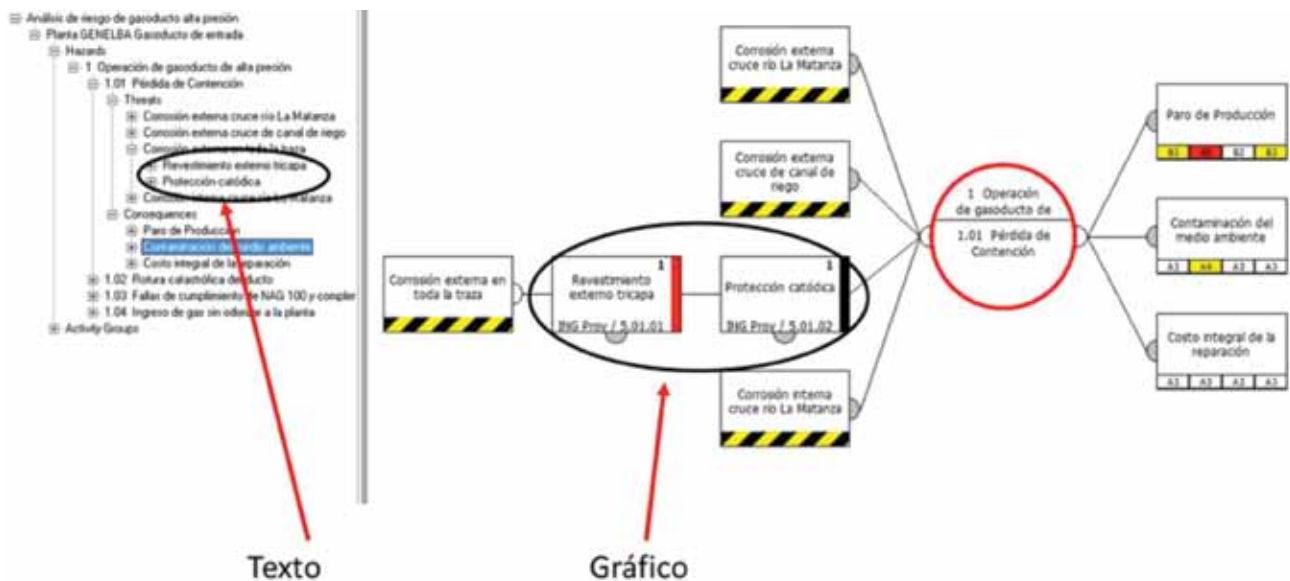


Figura 6.

### Principal limitación del método

La evaluación de la probabilidad tiene un elevado valor de incertidumbre. Es más, recurrir a normas internacionales no significa que se tienen valores acordes con las fallas reales que pueden ocurrir aquí en este tipo de equipos. Esto no depende del tipo de herramienta de análisis utilizada, sino que aplica para todo tipo de cálculo ejecutado.

El riesgo se calcula para cada uno de los factores y no se promedian, sino que se muestran los cuatro de forma independiente. En el ejemplo de “paro de producción” resulta:

- Personas (seguridad) ... B3 (medio)
- Medio ambiente (contaminación)... B5 (alto)
- Activos (costo-instalación)...B2 (bajo)
- Reputación (imagen externa)...B3 (medio)

Con estos valores, se requiere la colocación de barreras preventivas y correctivas que disminuyan y mitiguen el riesgo.

Se puede observar que la probabilidad siempre es B, ya que sería un error asignar diferentes valores de probabilidad de ocurrencia de la falla para cada eje particular.

**Cuarto paso:** se comienza por incorporar las barreras preventivas que impiden o retrasan la aparición del evento de falla, en este caso “revestimiento” y “protección catódica” (Figura 6).

Gráficamente podemos indicar la eficacia de cada una de estas barreras, aplicamos para ello una codificación numérica:1: Alta; 2: Media; 3: Baja.

Para este caso asumimos como “alta” la eficacia de ambas barreras.

Además podemos indicar información complementaria en cada barrera:

- Responsable de la ejecución de la tarea prevista (ING Proy).
- Numeración indicando la tarea (5.01.01) (5.01.02).

Esto permite en formato gráfico la identificación completa del tema, sin necesidad de recurrir al modo texto.

**Quinto paso:** analizar si las barreras preventivas consideradas tienen algún mecanismo de degradación que inhiban su funcionamiento (*escalation factors*) (Figura 7).



Figura 7.

Existen tres mecanismos de degradación de las barreras. Se requiere, entonces, colocar alguna barrera secundaria para impedir que los mecanismos prosperen y degraden las barreras primarias, en este caso puede ser una instalación o una tarea rutinaria de mantenimiento. Cada una de estas barreras, a su vez, debe ser evaluada en función de su eficacia.

Como criterio general, en estos análisis a todas las tareas de mantenimiento se les asigna una eficacia media (2) porque pueden resultar afectadas por una multiplicidad de factores.

**Sexto paso:** colocar barreras secundarias que impidan el avance de los mecanismos de degradación de las barreras primarias (Figura 8).

Las barreras secundarias reciben el mismo tratamiento que las barreras primarias, se indica efectividad, responsable y tarea asignada.

**Limitación del análisis:** solamente permite la discriminación en un nivel de barreras secundarias sin llegar a barreras terciarias. No se observó como un problema al menos en este caso.

**Séptimo paso:** consiste en repetir la operación para el lado “derecho” del diagrama considerando las barreras correctivas, su evaluación individual, los mecanismos de degradación identificados y la colocación de barreras secundarias con su evaluación individual (Figura 9).

Los pasos, como se pueden observar, se repiten exactamente de la misma forma, simplificando el trabajo de análisis, ya que la mecánica una vez aprendida se repite en todos los casos.

**Octavo paso:** evaluar el riesgo de cada amenaza considerando todas las barreras con su evaluación de

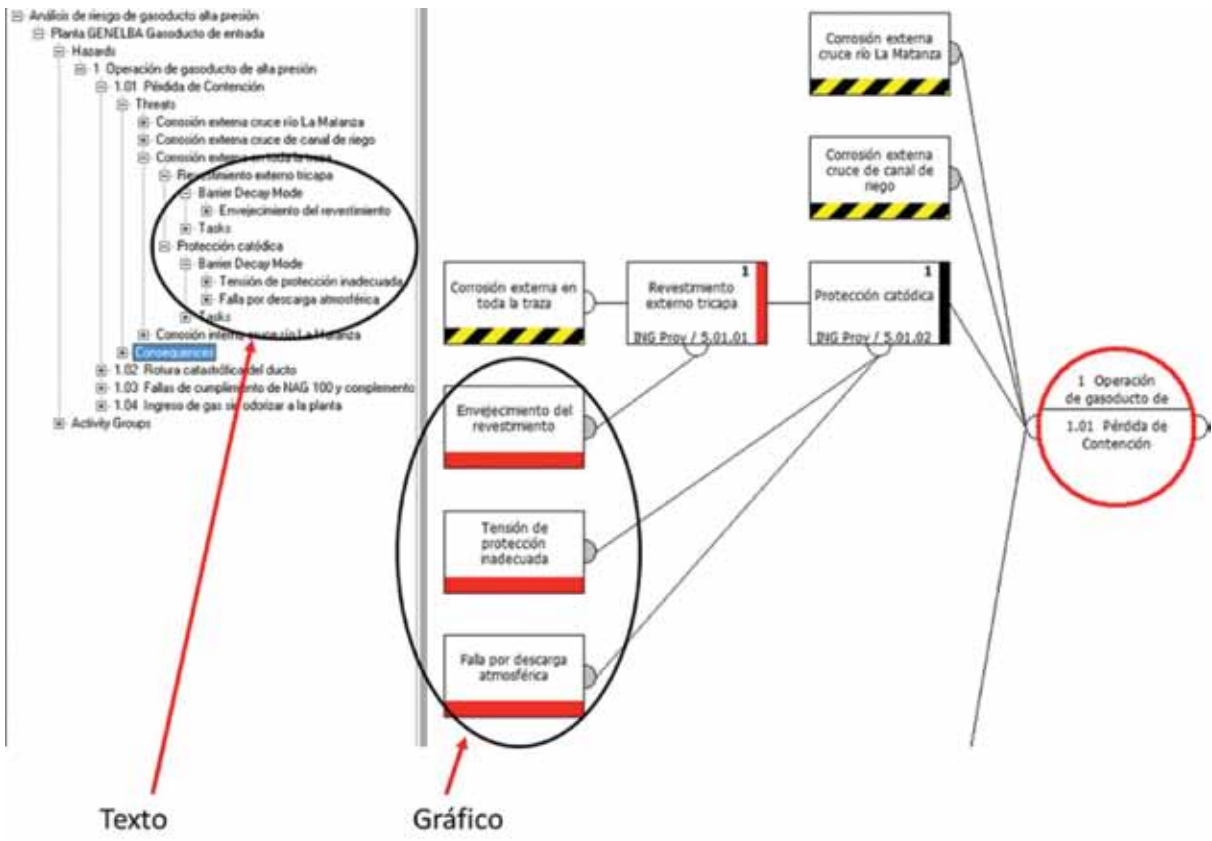


Figura 8.

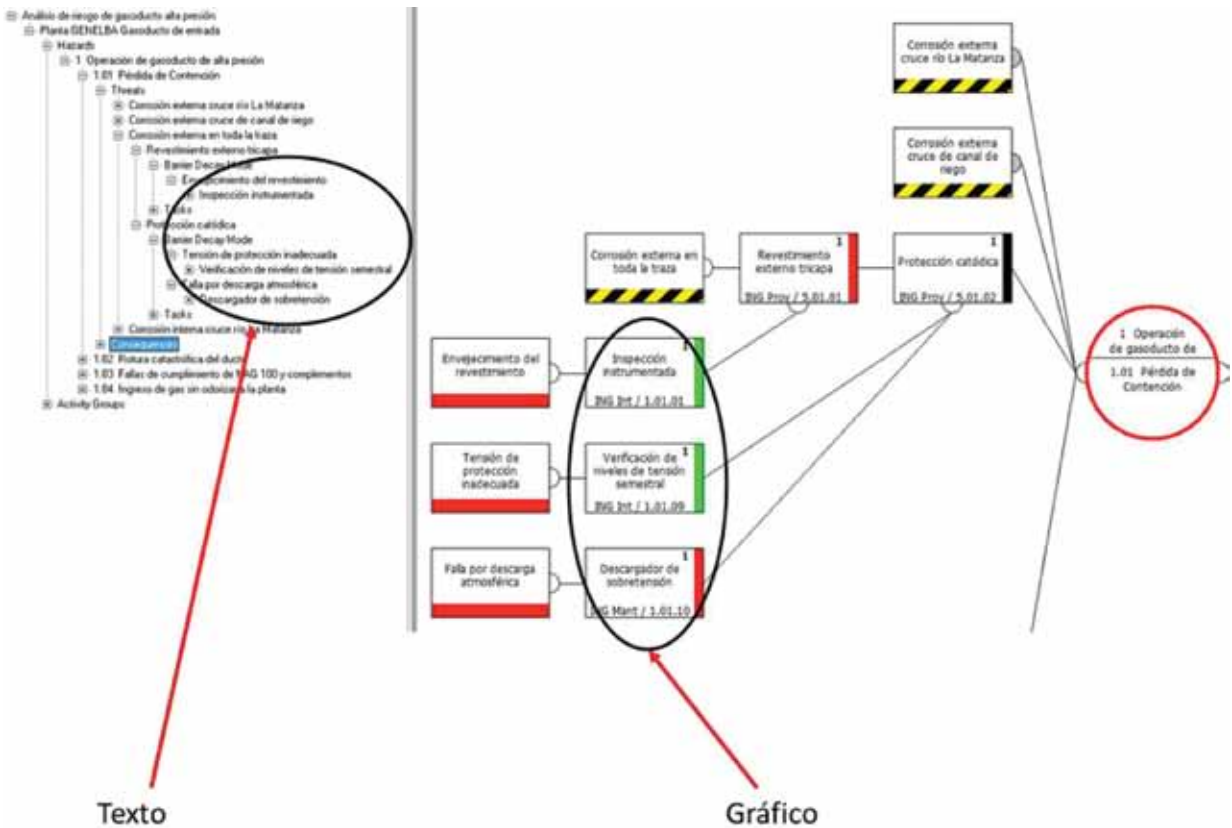


Figura 9.





# Invertimos en energía, para producir más energía.

Somos Pampa, una empresa integrada con foco en exploración, producción y distribución de electricidad, gas y petróleo.



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

**Pampa**energía

Confiar. Invertir. Crecer.

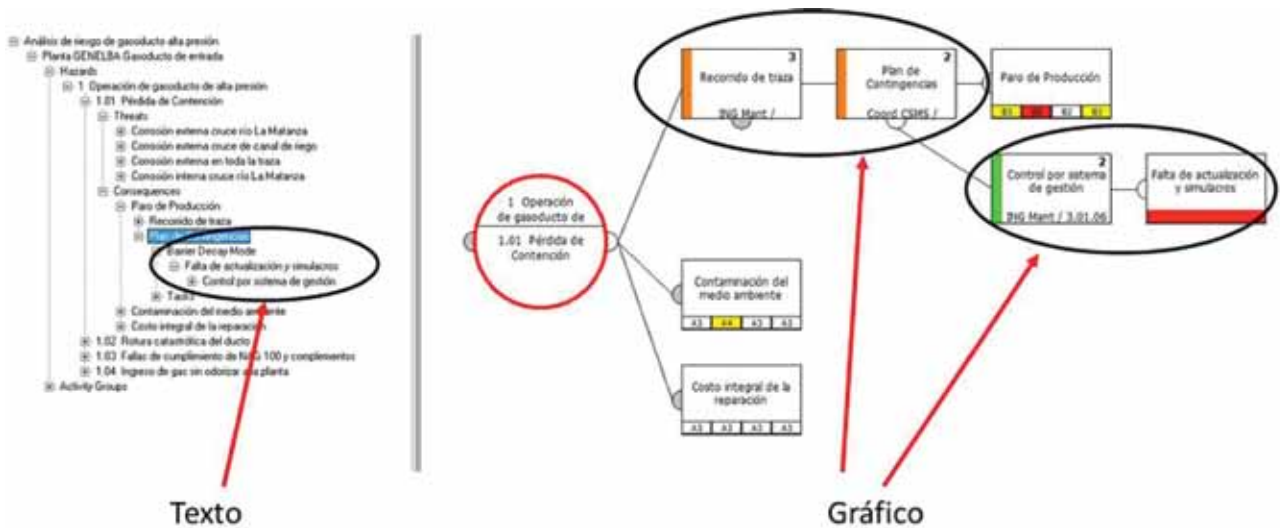


Figura 10.

eficacia, incluso la operación en serie de barreras preventivas y correctivas que actúan sobre un mismo evento.

Limitación del análisis: esta evaluación es subjetiva dependiendo de los participantes y de los valores de probabilidad adoptados (Figura 10).

En esta visión del análisis, desplegado parcialmente, se puede observar rápidamente la visualización del camino a recorrer entre la “amenaza” y la “consecuencia” así como la efectividad de cada una de las barreras colocadas.

El análisis completo requiere la

evaluación de todos los caminos posibles para cada uno de los tramos analizados. Una de las funcionalidades del software es permitir la copia integral de todos estos valores tanto texto como gráficos simplificando el análisis cuando se trata de varios tramos similares como es el caso de ductos donde las amenazas se repiten.

Aquí la conclusión es evidente: no hace falta ser un experto para ver que el camino marcado tiene incorporadas barreras tanto preventivas como correctivas que minimizan el riesgo operativo.

**Comentario adicional:** si bien no figura en la bibliografía, se puede considerar que las barreras preventivas disminuyen la probabilidad y las barreras correctivas, el efecto de la consecuencia. Ambas colaboran en disminuir el riesgo final considerando que el riesgo es  $R = P$  (probabilidad)  $\times$   $C$  (consecuencia) (Figura 11).

En este camino o “escenario” verificado existen dos barreras preventivas y dos correctivas. Cuando no existe ninguna, el riesgo pasa a categoría máxima (rojo), mientras que al colocar barreras (según la efectividad

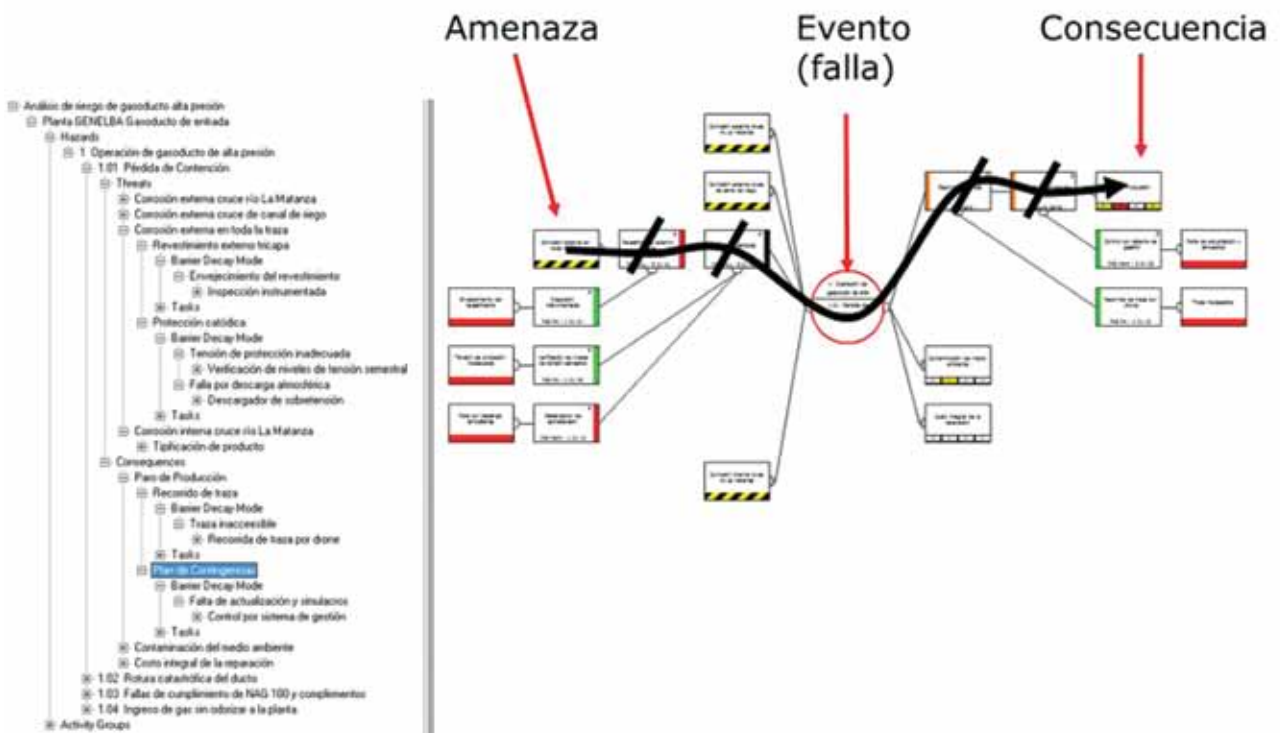
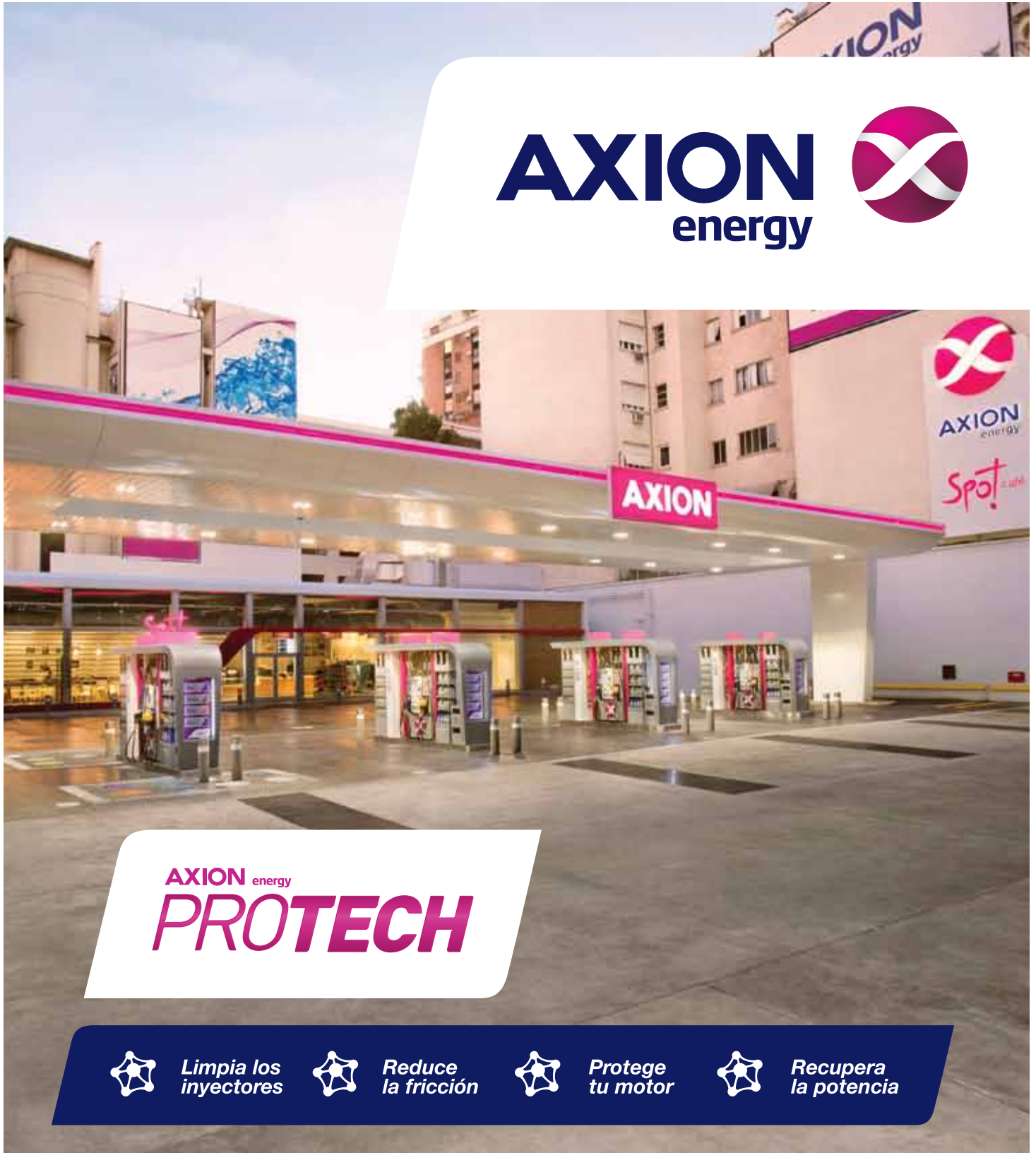


Figura 11.

**AXION**  
energy



AXION energy  
**PROTECH**



*Limpia los  
inyectores*



*Reduce  
la fricción*



*Protege  
tu motor*



*Recupera  
la potencia*

**LA MÁS ALTA CALIDAD  
EN COMBUSTIBLES**

Para más información ingresar en:  
[www.axionenergy.com](http://www.axionenergy.com)



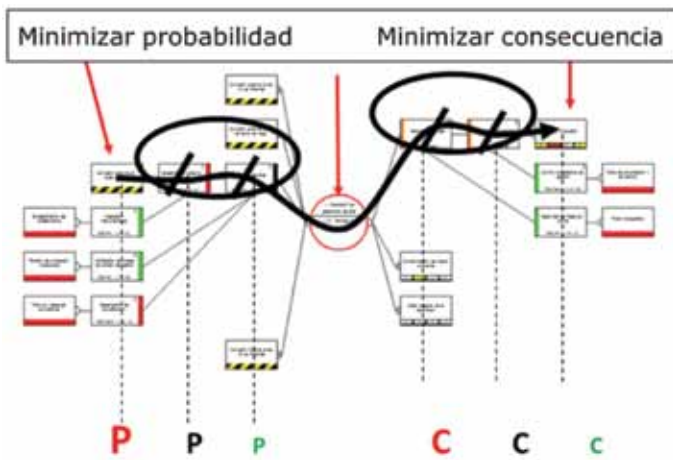


Figura 12.

- Nivel de competencia requerido por el responsable
- Además se pueden agregar campos complementarios con la siguiente información:

- Descripción
- Métodos de verificación de la tarea
- Comentarios generales

**Décimo paso:** emitir planillas de resultados del análisis para su seguimiento posterior.

Disponemos de las siguientes:

- Tablas de referencia.
- Listado de eventos con sus amenazas, consecuencias y barreras primarias y secundarias.
- Listado de tareas genéricas que no se ordenan siguiendo una amenaza en particular.



El formulario muestra los detalles de la tarea 'Internal Line Inspection (ILI)', incluyendo su código (1.01.01), actividad, frecuencia (Quincenal) y responsable (ING Int).

Figura 13.

Peligro	Evento tope	Consecuencia	Personas	Medio	Costo	Imagen ambiente
1 Operación de gasoducto de alta presión	1.01 Pérdida de Contención	Paro de producción Contaminación del medio ambiente Costo integral de la reparación	B3 A3 A3	B5 A4 A3	B2 A3 A3	B3 A3 A3
	1.02 Rotura catastrófica del ducto	Incendio y explosión, posible pérdida de vidas	B5	B4	B4	B4
	1.03 Fallas de cumplimiento de NAG 100 y complementos	No conformidades a la gestión de integridad Clausura preventiva del ducto y paro de planta	B5 A3	B2 A3	B2 A4	B4 A4
	1.04 Ingreso de gas sin odorizar a la planta	Posible fuga de gas no detectable	A4	A3	A3	A4

Tabla 1.

- Listado de consecuencias con sus riesgos finales evaluados.
- Ejemplo de salida de análisis de riesgos iniciales de un gasoducto (sin considerar ninguna barrera ni preventiva ni correctiva) (Tabla 1).

**Limitación del método:** no permite la comparación de las matrices de riesgos “antes” y “después” de la colocación de barreras, solamente permite una versión final, debido a eso mostramos aquí de un modo “artificial” la versión inicial que después se pierde en el curso del análisis.

Esta primera visualización permite dirigir el esfuerzo del análisis a aquellos riesgos considerados altos o no tolerables para la operación, optimizando el esfuerzo tanto de ingeniería como de mantenimiento posterior. (En principio solamente aquellos evaluados como B5 requerirían obliga-

y el control de degradación), el riesgo disminuye proporcionalmente.

**Noveno paso:** preparar un plan con las tareas identificadas y los responsables de su ejecución y la periodicidad si corresponde (tareas cíclicas).

Por ejemplo, si tomamos de modelo una tarea (pasaje de ILI), se requiere la siguiente información:

- Código
- Descripción de la actividad (nome)
- Frecuencia
- Responsable

Peligro	Evento tope	Consecuencia	Personas	Medio	Costo	Imagen ambiente
1 Operación de gasoducto de alta presión	1.01 Pérdida de Contención	Paro de Producción	B2	B3	B2	B3
		Contaminación del medio ambiente	A3	A3	A3	A3
	1.02 Rotura catastrófica del ducto	Costo integral de la reparación	A3	A3	A3	A3
		Incendio y explosión, posible pérdida de vidas No conformidades a la gestión de integridad	B2	B2	B2	B2
1.03 Fallas de cumplimiento de NAG 100 y complementos	Clausura preventiva del ducto y paro de planta	A3	A3	A3	A3	
1.04 Ingreso de gas sin odorizar a la planta	Posible fuga de gas no detectable	A3	A3	A3	A3	

Tabla 2.

toriamente la colocación de barreras para su mitigación).

**Versión final como ejemplo (única disponible al final del análisis).** No se muestran los resultados reales debido a que es información confidencial de la compañía (Tabla 2).

En esta evaluación final aparecen todas las subjetividades del análisis que no son propiedad de este método sino de cualquiera. Las incertidumbres permanecen en los siguientes aspectos:

- Robabilidad de ocurrencia del evento.
- Consecuencia real de la ocurrencia del evento.
- Listado de amenazas analizadas compatibles con la realidad.
- Efectividad real de cada barrera incorporada (primarias y secundarias).
- Evaluación de los métodos de degradación de las barreras primarias correcto.

Para minimizar los errores en esta evaluación recurrimos a:

- Historial real de fallas en la compañía, ya que tenemos bastante experiencia con algunos miles de km de ductos con este servicio, incluso en diferentes países de Latinoamérica.
- Historial de fallas de empresas de la industria a los que tenemos acceso, si bien esta información es muy restringida en la Argentina.
- Historial de fallas de otros países, incluso la consulta con páginas como HSE, CSB, NTSB y PHMSA. (informes de fallas tanto en plantas, como en líneas externas).

- Trabajo en equipo multidisciplinario para evitar opiniones sesgadas.

**Limitación del método:** no permite la comparación de las matrices de riesgos “antes” y “después” de la colocación de barreras, solamente permite una versión final, debido a eso mostramos de un modo “artificial” la versión inicial que después se pierde en el curso del análisis.

## Conclusión

La aplicación de esta herramienta de análisis nos permitió atender los requisitos tanto legales como internos de análisis de riesgo en gasoductos NAG100, permitiendo adicionalmente considerar aspectos de seguridad de procesos en un mismo trabajo.

Las expectativas enumeradas se cumplieron dentro de un rango aceptable de solución, así como fueron identificadas algunas restricciones o limitaciones del método que no afectaron la solución final.

Las principales ventajas de su aplicación fueron las siguientes:

- Visualización gráfica inmediata del análisis efectuado en modo texto que es una muy buena herramienta de control y comunicación con todo el equipo.
- Análisis de cada uno de los escenarios posibles de falla con identificación inmediata de las barreras preventivas y/o correctivas disponibles.
- Factibilidad de evaluación de consecuencias ante la indisponibilidad de alguna de las barreras y su impacto en el riesgo final.
- Identificación del nivel de riesgo

para cada evento considerando cada amenaza de falla de forma individual.

- Fácil actualización en caso de modificaciones en las condiciones de entorno.
- Salida simultánea del plan de inspección y/o mantenimiento con la asignación de responsables por la ejecución de tareas.

También a esta herramienta se utiliza en otros tipos de equipos (mecánicos, instrumentos), ya que permite lograr una rápida familiaridad con su uso salvando la dificultad del tiempo transcurrido entre análisis de riesgos de ductos (puede ser tan largo como 5 años).

Algunas de las desventajas conocidas, que se comprobaron en la práctica son las siguientes:

- Dificultad para alinear estos resultados con un análisis cuantitativo.
- Requerir conocimiento específico de cada sistema y de cada modo de falla (esto en realidad no es privativo de este método en particular).
- El software utilizado no permitió la comparación de riesgo inicial y riesgo final.
- La efectividad de cada barrera es un valor subjetivo que impacta en el valor del riesgo final. ■

## Bibliografía

- Norma NAG 100 y complementarias publicadas por el ENARGAS Norma.
- Norma ASME B31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”.
- Resolución 347 de la provincia de Neuquén.
- La historia de Bow Tie – CGE *Risk Management Solutions*.
- Practical HSE Risk Management - *An Introduction to the Bow-tie Method Presentation to the International Conference for Achieving Health & Safety Best Practice in Construction*, Dubai, UAE, 26th- 27th February, 2007.
- BOW TIE: <http://www.caa.co.uk/Safety-Initiatives-and-Resources>.
- Bow Tie Analysis: *Federal Aviation Administration*.
- Bow Tie: *The next generation risk management tool-RPSGROUP Australia*.

# Gestión de integridad y riesgo en



# instalaciones *offshore*

Por **Juan Pedro Rossi** y **Adolfo Pellicano** (Sintec S.A.)

**La gestión de integridad en instalaciones costa adentro ha madurado sensiblemente con la incorporación de nuevas tácticas, tecnologías y competencias, cuyo foco es asegurar la confiabilidad operativa y evitar impacto ambiental.**

Este trabajo fue seleccionado del *3° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas del IAPH (2017)*.

**E**ste trabajo gravita sobre la evaluación y la gestión de integridad en instalaciones *offshore* (Figura 1), con foco en ductos submarinos, risers y estructuras de soporte, a través de una combinación de técnicas y herramientas específicamente adaptadas para abordar instalaciones submarinas y estructuras simultáneamente expuestas a la atmósfera marina y a la zona de mareas. El desarrollo es principalmente metodológico, presenta distintos casos para ilustrar las técnicas abordadas.

El proceso de aseguramiento tiene soporte en la normativa internacional<sup>1-4</sup> y en prácticas recomendadas<sup>5,6</sup>, pero la implementación de las metodologías se adapta a la configuración particular y a la forma de gestión de las operadoras locales, incluyendo las

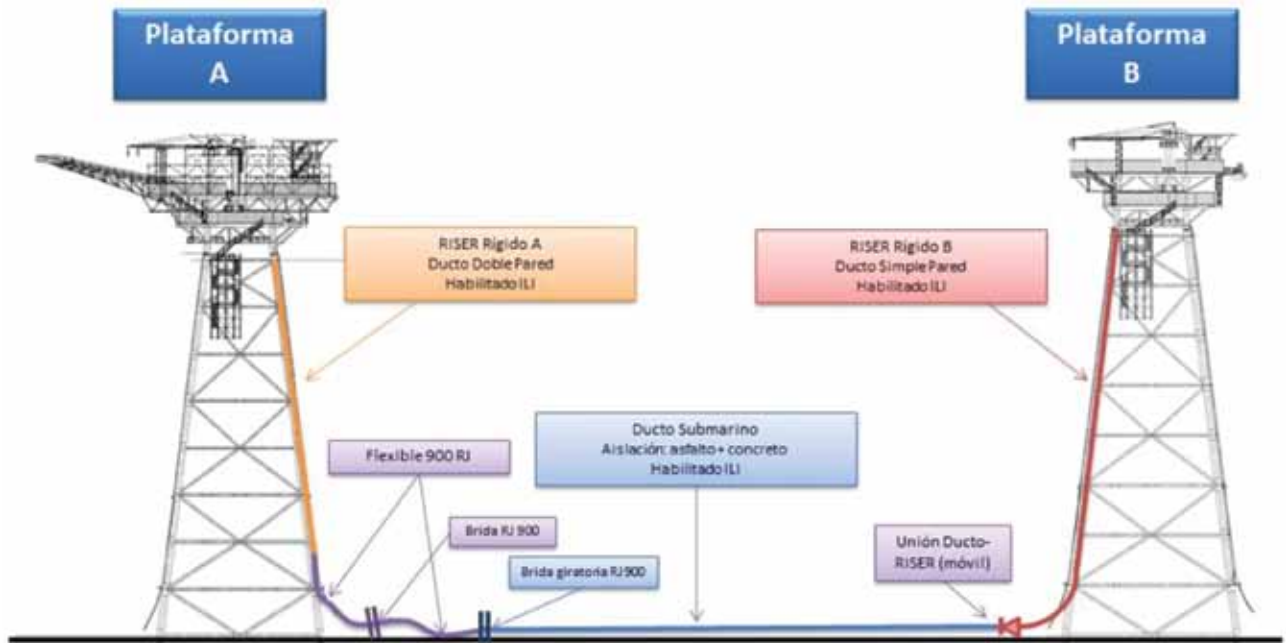


Figura 1. Proceso de aseguramiento de integridad.

prácticas de inspección, monitoreo y mantenimiento, que efectivamente habilitan la factibilidad de los planes basados en riesgo.

Teniendo en cuenta la variante en funcionalidad y prestaciones de los componentes que integran las instalaciones bajo estudio (ductos submarinos, risers (caño de subida) y estructura de plataformas), las etapas de evaluación e implementación del sistema de gestión de integridad incluyen los

siguientes aspectos (Figura 1):

- Seccionamiento del sistema por elementos, para su evaluación específica: risers, flexibles, acoples (fijos-móviles), soportes-anclajes, cañerías rígidas, protecciones y sistemas de detección-monitoreo (Figura 2). Identificación de amenazas por componente en forma multidisciplinaria para establecer fehacientemente cuáles son los factores de riesgo que gravitan

sobre la integridad y cómo clasificarlos y evaluarlos.

- Análisis y evaluación de riesgo.
- Implementación de acciones para definición de estado (monitoreo - inspección).
- Evaluación de aptitud y definición de requerimientos de remediación.
- Evaluación de performance, revisión y realimentación del sistema.

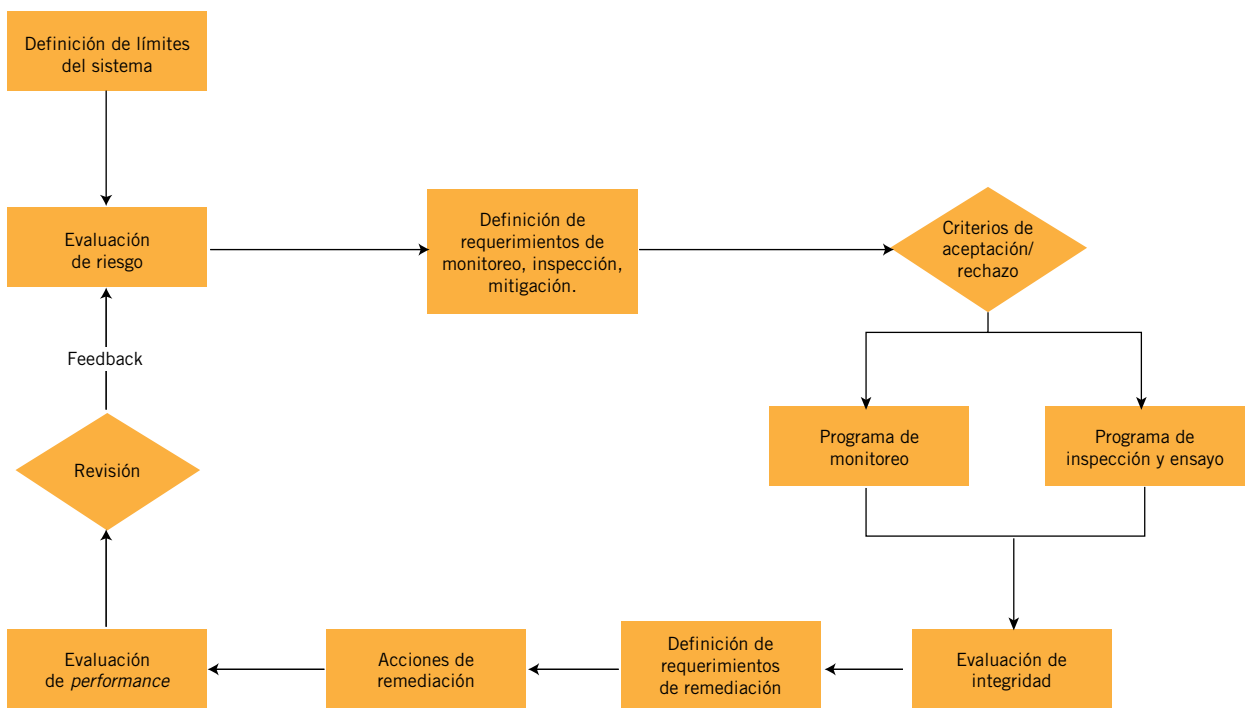


Figura 2. Proceso de aseguramiento de integridad.

## Desarrollo

### Identificación de amenazas (HAZID)

#### Información

Para la ejecución del HAZID y posterior análisis de riesgo se utilizó la información proveniente de las siguientes fuentes:

- Datos básicos del sistema.
- Planos de traza, altimetría, batimetría y ubicación de instalaciones de superficie y submarinas.
- Inspección interna llevada a cabo por herramientas de flujo magnético axial y ultrasonido (ductos y risers).

- Intervenciones, reparaciones y reemplazos.
- Registros históricos de condiciones operativas.
- Registros de inspección y ensayo.

### Amenazas evaluadas

#### General

La evaluación de riesgo fue llevada a cabo teniendo en cuenta las amenazas detalladas en la tabla 1, clasificadas por categoría.

#### Flexibles

Considerando su complejidad e importancia en el esquema de instala-

ciones *offshore*, los flexibles fueron analizados y evaluados en forma discriminada, en función de las amenazas que inciden en su integridad, conforme a la estadística vigente en la industria. Todas las operadoras *offshore* reconocen la necesidad de implementar, en forma sistemática, la evaluación de riesgos y gestión de integridad de flexibles en servicio. No obstante, la identificación de criterios críticos y los medios para llevar a cabo programas eficientes, de inspección y monitoreo evolucionan continuamente.

Clase	Tipo	Dependientes del Tiempo	Independientes del Tiempo	Estables en el Tiempo
Generales	Impacto		Excavaciones Izado Movimiento vehicular - naval	
	Estructural		Sobre-tensión Cedencia Vibraciones	
	Material			Selección Soldadura Fabricación
	Naturales		Movimiento suelo-lecho marino Descarga atmosférica Viento Frío Extremo Terremoto - maremoto	
	Eléctrico		Falla eléctrica Accidental	
	Fuego - explosión		Falla de sistemas de mitigación	
	Construcción			Ensayo de presión Construcción incompleta – defectuosa
	Mantenimiento			Incompleto – defectuoso
	Falla mecánica	Desgaste		
	Fatiga	Tensiones cíclicas		
Degradación	Corrosión externa	Daño del revestimiento Falla del sistema de PC Interferencia en PC Interfase suelo-aire y Agua-aire Atmosférica Corrosión Bajo Aislación		
	Corrosión interna	Por O <sub>2</sub> Corrosión carbónica Corrosión galvánica Agresividad del Fluido Corrosión Microbiológica Falla de sistemas de mitigación		
	Erosión - erosión-corrosión	Incremento de caudal Sólidos presentes Erosión+Fluido agresivo		
	Daño por temperatura	Creep Daño por fuego		
	Control de derrames		Falla ESD	
	Operación		Procedimiento Alarma Corte de energía	
	Proceso	Ensuciamiento		
Operación y Sistemas de Protección	Sobre-presión		Falla PSV	
	Baja presión		Falla dispositivos de seguridad	
	Falla mecánica (Accionamiento)		Falla actuador	

Tabla 1. Amenazas evaluadas.



Almacén



Mecanizado II



Ensayo y Ensamble



Mecanizado I



Metrología



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

www.valmec.com.ar



Figura 3. Esquema correspondiente a los flexibles de uso común en aplicaciones offshore.

### Diseño

En este caso predomina la incidencia de los flexibles, que se instalan y operan en condiciones marginales y complejas, lo cual incorpora desafíos adicionales a la gestión de integridad, tanto en términos de riesgo como de aptitud. En la figura 3 se ilustra un esquema genérico representativo de los flexibles de uso común en las aplicaciones *offshore*, incluyendo un detalle somero de los componentes y funciones de cada una de las capas que los componen.

## Estructural

### Conexiones

Los elementos susceptibles de generar sobrecarga por desplazamiento,

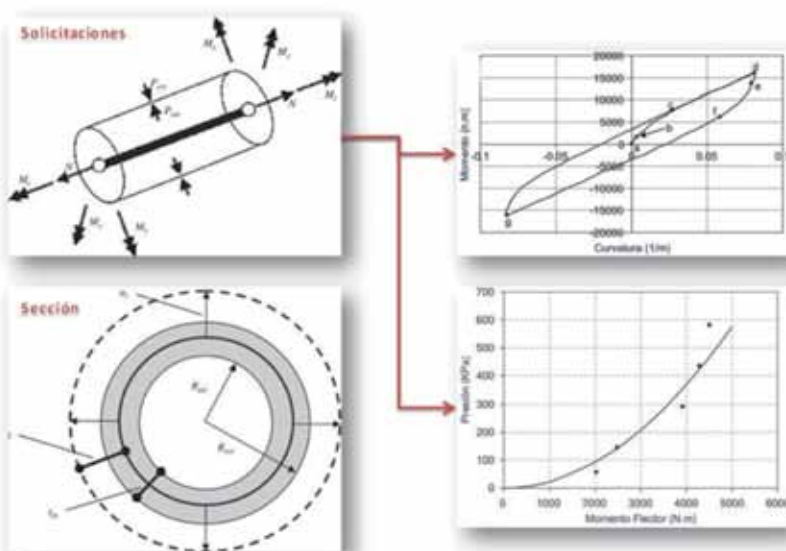


Figura 5. Solicitaciones en flexibles (arriba izquierda) y variaciones en función de la geometría y de la presión (derecha).



Figura 4. Conexiones móviles: conexión spool-riser (arriba izquierda); spool submarino de conexión entre un segmento reemplazado y el existente (arriba derecha). Empalmes submarinos de un segmento extraído para su reemplazo (abajo).

como las conexiones entre *risers* y ductos (*spools*), fueron identificados como potencialmente críticos, en términos estructurales. Este tipo de componentes permite conectar segmentos desalineados, que eventualmente pueden desplazarse por acción de las corrientes marinas o de esfuerzos de impacto asociados a maniobras de anclaje. En la figura 4 se ilustran ejemplos de estos elementos y segmentos submarinos reemplazados correspondientes a unos de los tramos evaluados.

### Flexibles

Los flexibles están sometidos a estados tridimensionales de esfuerzos, teniendo en cuenta que absorben componentes tangenciales, radiales y axiales, por acción simple o combinada de sollicitaciones de tracción-com-

presión, flexión, torsión y presión (interna-externa). En particular, tanto los esfuerzos axiales como tangenciales pueden sufrir incrementos bruscos, debido a variaciones geométricas, del medio u operativas (Figura 5). Por consiguiente, el factor estructural constituye una amenaza de incidencia significativa, pero de difícil cuantificación. En el caso específico del sistema en estudio, la única sollicitación conocida y registrada es debida a la presión diferencial (interna-externa).

## Mecanismos de daño

### Corrosión

En términos cuantitativos fue posible evaluar la incidencia de la corrosión externa e interna, de acuerdo con la información disponible. Para ello se llevó a cabo la estimación de las tasas de pérdida de metal por retro-proyección sustentada en lo siguiente:

- Profundidades informadas de defecto, considerando la incidencia de un factor de incertidumbre.
- Factores máximo y mínimo de amortiguamiento, estimados bajo las siguientes hipótesis:
  - Corrosión externa (atmosférica): constituye una amenaza de incidencia severa en *risers*, cuyas inspecciones dieron tasas localizadas que alcanzan  $1 \text{ mm.año}^{-1}$ ,

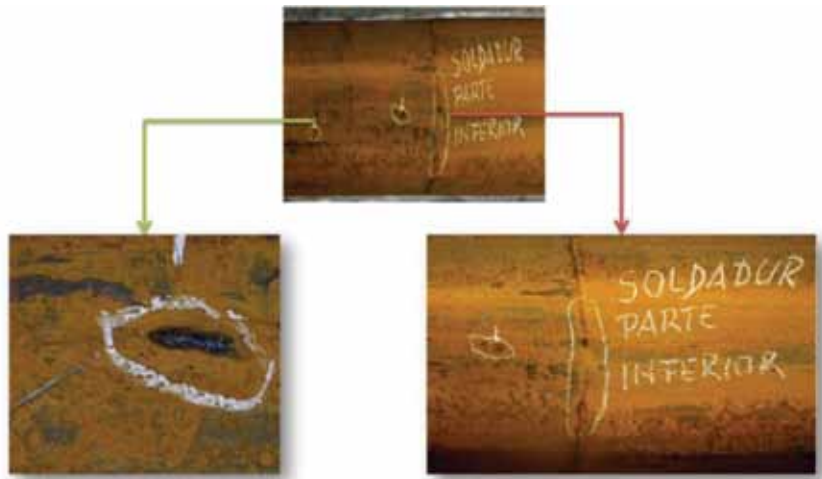


Figura 7. Evidencia de corrosión microbiológica, análisis de falla.

promoviendo defectos locales que virtualmente comprometen a la cañería. Cabe mencionar que hay elementos que potencian este mecanismo, como las abrazaderas móviles (Figura 6).

- Corrosión interna (ductos y risers): el mecanismo dominante es microbiológico (Figura 7) y el amortiguamiento depende principalmente de la temperatura. Esta componente es particularmente agresiva en oleoductos, su incidencia es menor en los sistemas bajo flujo multifásico.

- Corrosión externa (componente submarina): este componente se analizó con soporte en data histórica disponible (Figura 8) y registros de relevamientos de potenciales (Figura 9), con el objetivo de cuantificar los parámetros necesarios para simular la propagación de corrosión externa (tramos *onshore* y *offshore*), considerando como factores condicionantes la concentración de oxígeno y el contenido de bacterias anaerobias, ambos variables con la profundidad de tapada (*onshore*) y con la profundidad del mar (*offshore*). En el caso particular del tramo *onshore*, se considera que los defectos se originan en las fallas de revestimiento. Para el tramo *offshore*, se tomó un promedio por cada segmento de 250 m de longitud (criterio adoptado para la evaluación del sistema de protección catódica).

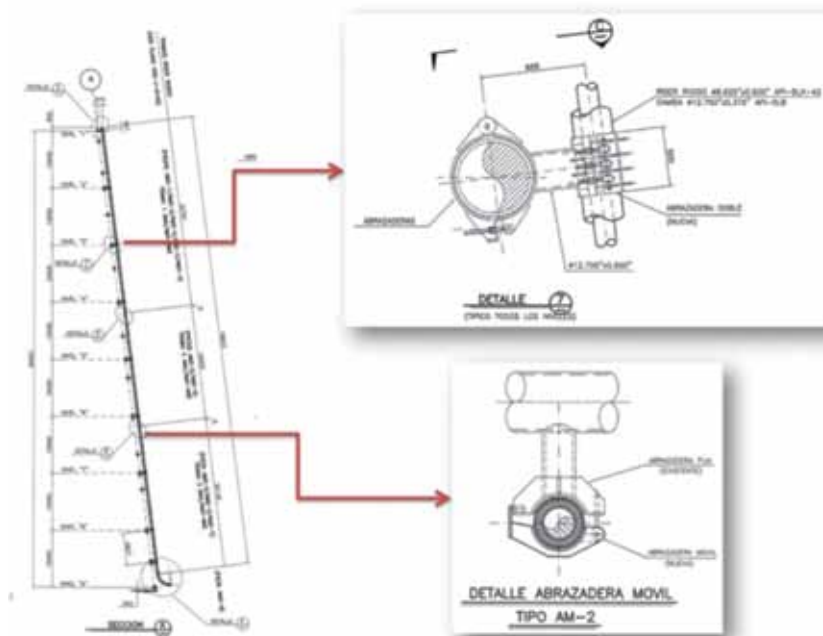


Figura 6. Sitios preferenciales para el inicio y el desarrollo de corrosión externa en *risers*.

### Erosión

Este mecanismo afectaría potencialmente a los *risers* que conducen gas, en virtud de lo verificado en muestras de cañerías de producción (Figura 10). Si bien las condiciones hidrodinámicas de las cañerías de producción son completamente distintas a las de los *risers* y ductos, considerando el proceso intermedio de separación y las secciones, es posible que haya algún arrastre de sólidos que produzca daño eventual en zonas con cambios direccionales bruscos (codos).

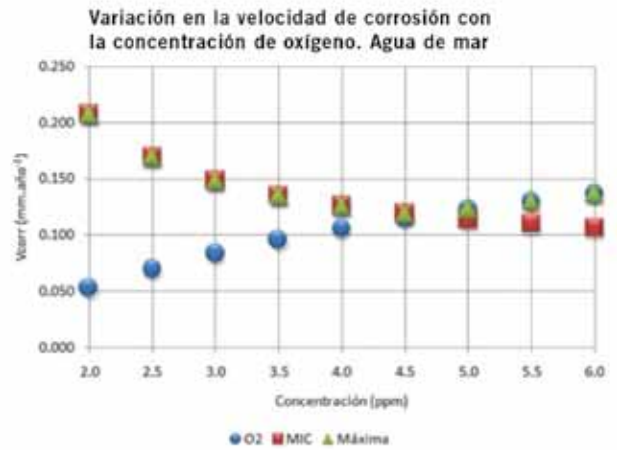


Figura 8. Comportamiento de la tasa de corrosión libre en función del tiempo y de los factores condicionantes (oxígeno-bacterias).

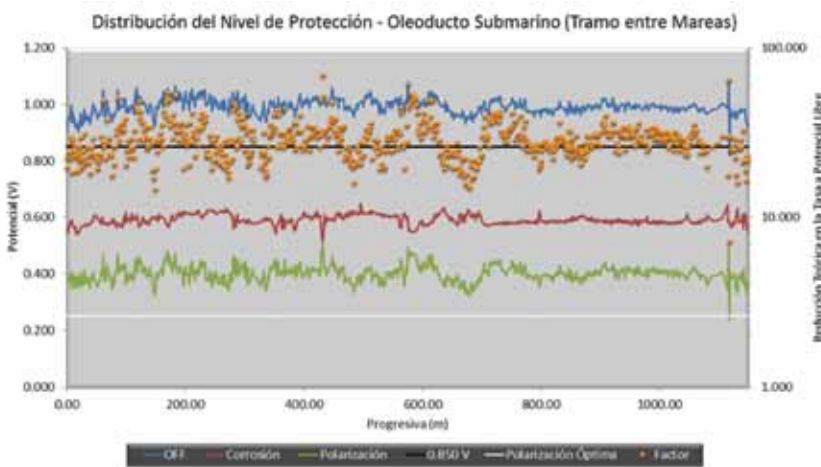


Figura 9. Distribución de parámetros de protección en oleoducto submarino, tramo entre mareas.

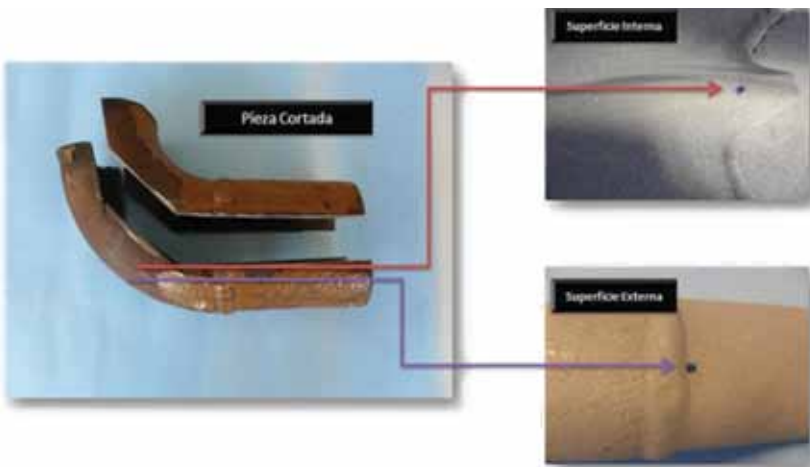


Figura 10. Daño por erosión, cañería de producción de gas.

## Fatiga

En este caso, la fatiga aplicaría eventualmente a los *risers*, considerando su configuración y vinculaciones, que dependen fundamentalmente de dos componentes:

- Presión interna (ciclos de máxima y mínima).

- Corrientes marinas, traducidas en esfuerzos cíclicos de flexión.

## Desgaste

De acuerdo con la información disponible, este mecanismo sería viable en componentes móviles, como

las conexiones entre segmentos de *riser* (Figura 11).

## Soporte estadístico

La figura 12 resume un comparativo entre la estadística efectuada en el período 2002 por los países de mayor experiencia en uso y mantenimiento de sistemas *offshore* (Reino Unido y Noruega), y la estadística global resultante al período 2010. De acuerdo con la evolución verificada en el período analizado, se extraen dos conclusiones significativas:

- Daño por impacto (cubierta polimérica externa): el incremento registrado se explica por el desarrollo de los planes de integridad, principalmente monitoreo e inspección, que permiten la detección temprana de este tipo de fallas (según la extensión del daño, pueden darse fallas asociadas a corrosión y corrosión-fatiga en la armadura de tracción).
- Envejecimiento de la cubierta polimérica interna: la reducción registrada se debe al incremento en el conocimiento del comportamiento de polímeros (degradación), incorporado a los planes de aseguramiento de integridad (reemplazo preventivo).

La figura 13 muestra la evolución en el período de ocurrencia de fallas, representada por la variación en la fracción de la población dañada *versus* el tiempo transcurrido hasta la ocurrencia de la falla. Esta curva puede dividirse en tres partes:

- Falla temprana: ocurre en la etapa inicial de servicio por incidencia de errores de diseño y montaje.
- Falla en etapa intermedia: fallas

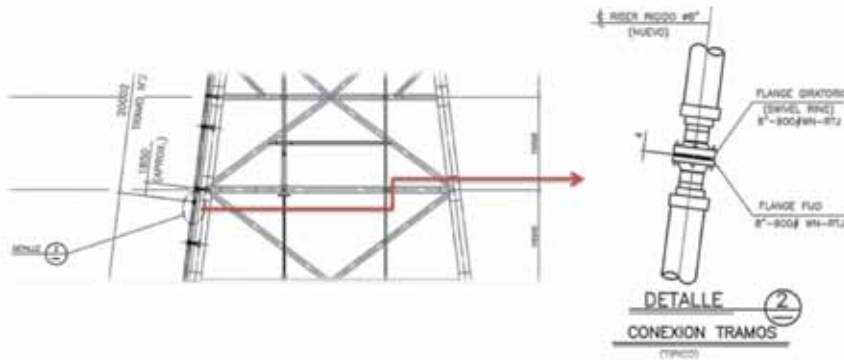


Figura 11. Detalle de conexión móvil entre tramos de riser.

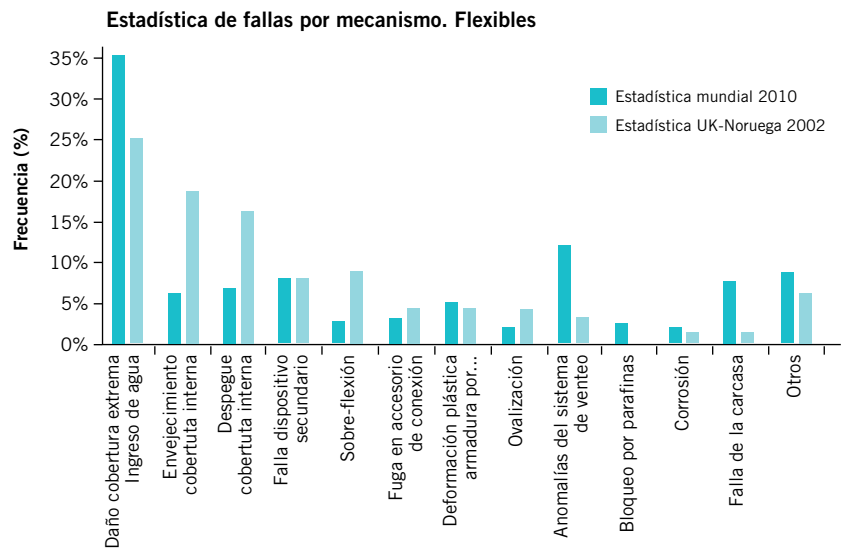


Figura 12. Comparativo en la estadística de fallas de flexibles en servicio (2002-2010).

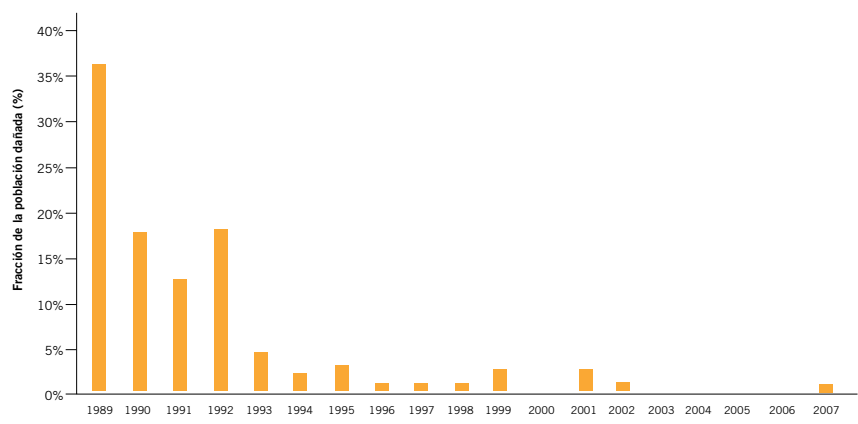


Figura 13. Variación en el período de ocurrencia de fallas flexibles.

aleatorias inducidas por amenazas independientes del tiempo, como impacto, estructurales, naturales, etcétera.

### Riesgo Ductos

En las figuras 14 y 15 se ilustran las matrices correspondientes a los segmentos más críticos de los grupos onshore (plataforma-playa) y offshore (entre plataformas), localizando cada amenaza según sus niveles de frecuencia e intensidad y clasificándola según su nivel de riesgo resultante (alto-medio-bajo). En el caso particular de estos segmentos, las amenazas dominantes son las siguientes:

- Fallas por degradación: una vez que el flexible aproxima el final de su vida útil, se torna más susceptible a los mecanismos de degradación (polímeros-aleaciones), que se manifiestan a través del envejecimiento de la capa polimérica interna de la fatiga, corrosión, erosión, etcétera.

- Dependientes del Tiempo: corrosión interna y externa, erosión y fatiga.
- Independientes del Tiempo: impacto, sobre-presión, estructural, fuego-explósión, operación y ESD.
- Estables en el Tiempo: mantenimiento.

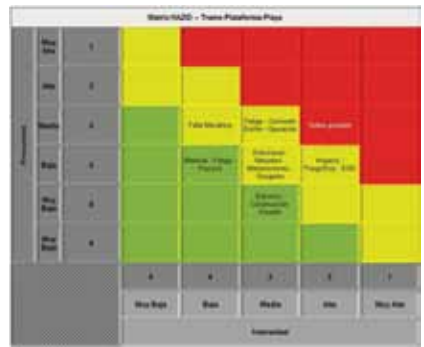


Figura 14. Matriz de riesgo, tramo plataforma-playa.

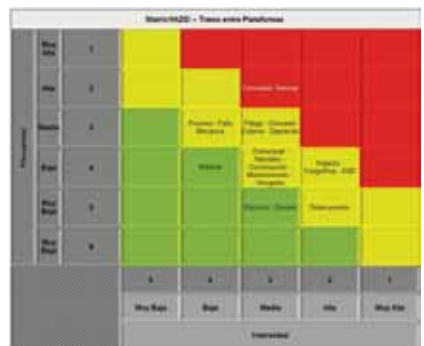


Figura 15. Matriz de riesgo, tramo entre plataformas.

### Flexibles

La figura 16 ilustra la distribución en el riesgo de falla por modo, para los flexibles de cada plataforma, considerando individualmente los modos de falla aplicables. La distribución resultante permite inferir que, en promedio, los modos de falla más críticos son: despegue de cobertura interna, anomalías en sistemas de venteo y fugas en sistemas de conexión, condicionados fundamentalmente por la consecuencia.

### Análisis cuantitativo Simulación operativa

Para ilustrar exhaustivamente este proceso, se seleccionó un gasoducto submarino, caracterizado de forma termodinámica y fluido-dinámica (correlaciones de flujo multifásico), a partir de lo cual se obtuvieron los

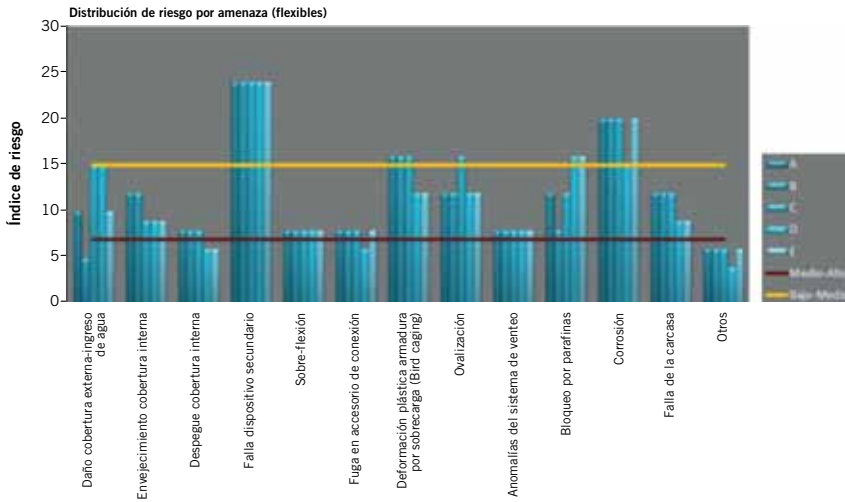


Figura 16. Distribución de riesgo de amenaza por modo, flexibles evaluados.

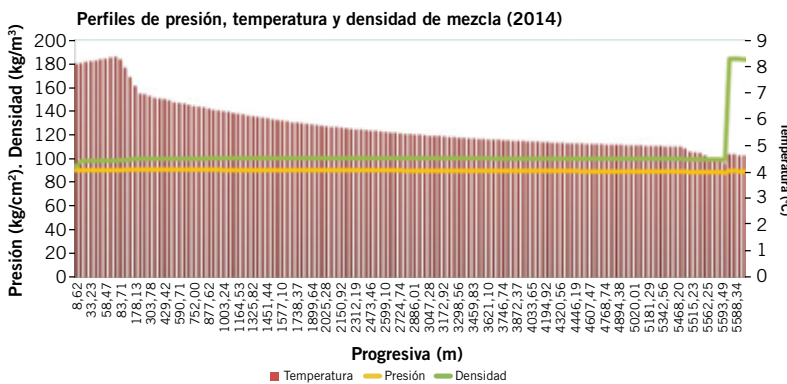


Figura 17. Distribución de perfiles de presión, temperatura y densidad de mezcla.

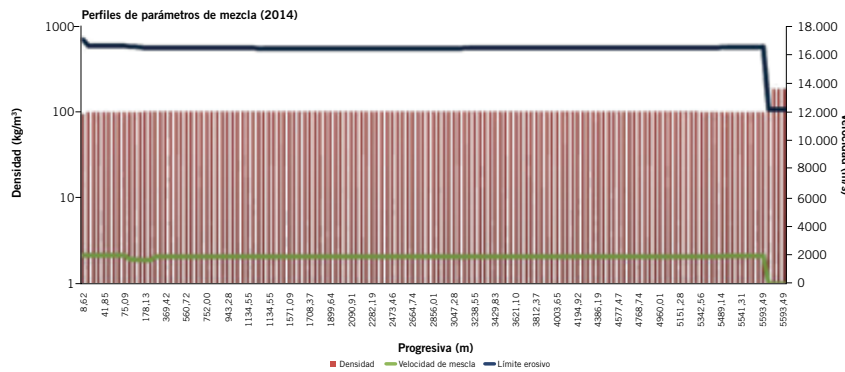


Figura 18. Parámetros de mezcla (componente erosiva).

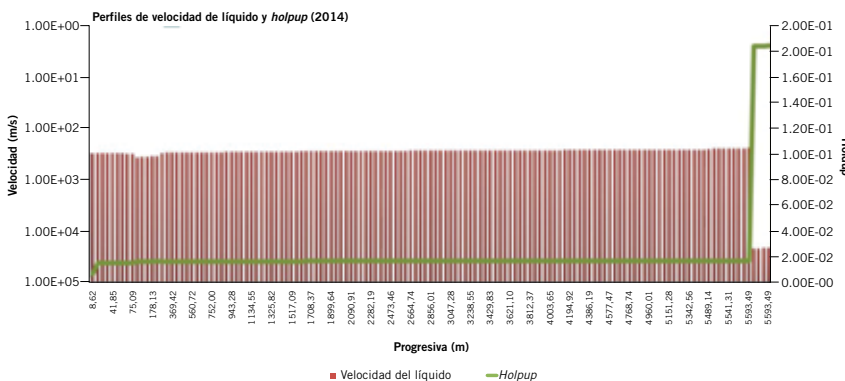


Figura 19. Parámetros del líquido (componente corrosiva).

siguientes perfiles:

- Presión, temperatura y densidad de mezcla (Figura 17), parámetros necesarios para evaluar la tendencia para el inicio y la propagación de mecanismos de daño por pérdida de metal.
- Velocidades y holdup (Figuras 18 y 19) para estimar tasas iniciales de pérdida de metal.

## Evaluación de mecanismos de daño

### Corrosión interna y externa Oleoducto submarino

En este caso se evalúa un oleoducto submarino entre plataformas, en el cual se realizó una inspección interna con herramienta inteligente de flujo magnético, cuyos resultados generales se resumen a continuación:

- Se detectaron 478 anomalías con pérdida de metal, de las cuales aproximadamente el 94% se encuentran asociadas a corrosión interna y el 6% restante a anomalías de manufactura.
- La profundidad informada oscila entre el 10% y el 21% del espesor nominal.
- Se detectaron tres anomalías en soldadura circunferencial (defecto de construcción).

En función del mecanismo de daño activo (corrosión interna) se llevó a cabo una proyección de profundidad a tres (3) años (Figura 20), verificándose la ausencia de defectos con profundidad proyectada superior al 45% del espesor nominal de pared.

### Risers

Un año después de inspeccionado el oleoducto, se realizó una inspección interna por ultrasonido umbilical en los risers. A continuación se resumen los resultados obtenidos de ambas inspecciones:

- En el riser de la plataforma de acometida (A) se detectaron 9 defectos con pérdida de metal asociadas a corrosión externa y profundidades máximas que alcanzan el 64% del espesor nominal.
- El riser correspondiente a la descarga (D) presenta cinco defectos con pérdida de metal asociadas a corrosión externa. Las profundi-



# GENERAMOS **FUTURO**

**MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS  
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.**  
Estamos preparados para nuevos desafíos.

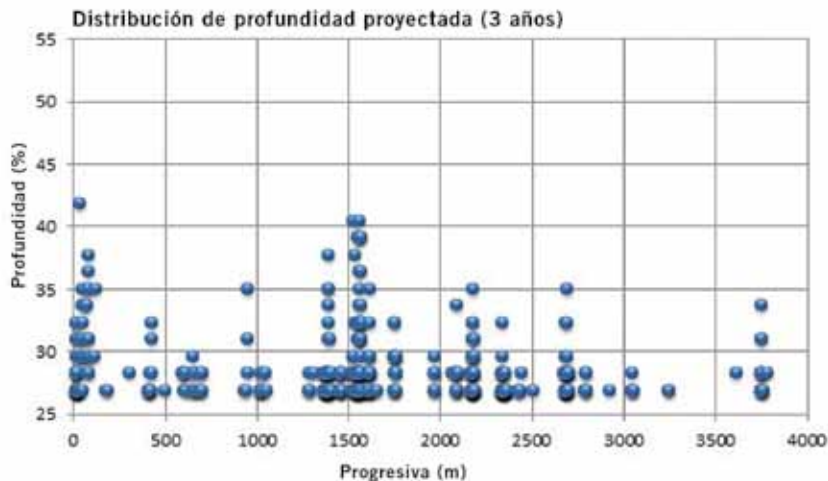


Figura 20. Proyección de daño por corrosión en oleoducto submarino.

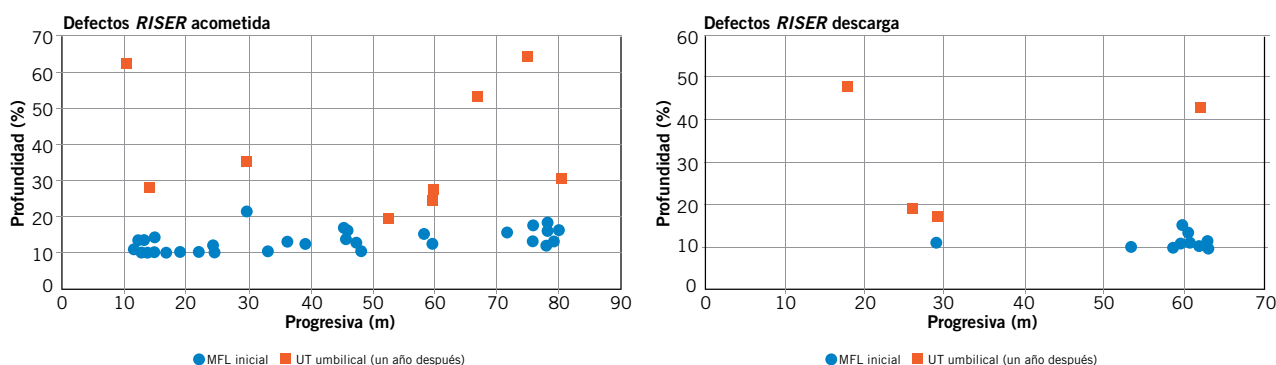


Figura 21. Proyección de daño por corrosión en risers de acometida (izquierda) y descarga (derecha).

dades máximas informadas alcanzan el 48% del espesor nominal.

A nivel comparativo, en la figura 21 se ilustra la distribución de defectos y profundidad informados por las herramientas de inspección para los risers de ambas plataformas.

## Aptitud para el servicio

### Oleoducto submarino

La aptitud mecánica del ducto analizado fue evaluada a partir de los siguientes parámetros:

- Condición de operación simulada.
- Resistencia remanente actualizada conforme a la proyección de daño.

En la figura 22 se ilustra la distribución de resistencia remanente actualizada a lo largo de la traza, junto con el perfil actual de operación (simulado), la máxima presión admisible de diseño y la MAPO, actualizada en función de los resultados de la proyección de crecimiento.

Complementariamente con la evaluación de defectos, se llevó a cabo un análisis de un tramo en voladizo (*free span*), asociada a eventuales defectos circunferenciales en costura. Para ello se calcularon inicialmente las tensiones nominales de tracción, por métodos numéricos (Figura 23). A partir de los esfuerzos nominales, y asumiendo una determinada geometría de defecto, se calculó la resistencia remanente en costura (Figura 24).

- Escenario de operación simulado y actualizado al momento de la evaluación.
- Condición de aptitud actualizada según la profundidad de defecto y resistencia remanente de la cañería. En la figura 26 se presenta la probabilidad de falla calculada por segmento *versus* la cantidad remanente de defectos informados.

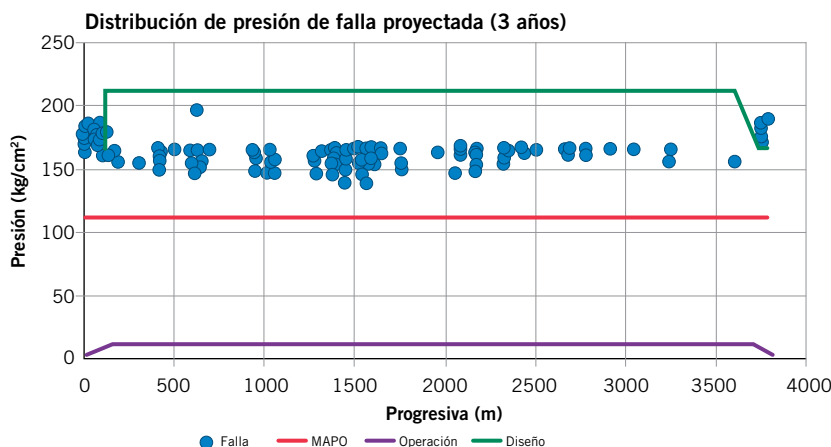


Figura 22. Resultados de evaluación de aptitud proyectada, oleoducto.

## Risers

Conforme a los resultados de la inspección interna por ultrasonido umbilical se evaluó la aptitud de los risers de ambas plataformas. La figura 25 ilustra las tensiones calculadas para cada defecto contra las máximas de fluencia del material y las de trabajo.

## Riesgo

### Probabilidad

El cálculo de la probabilidad de falla sectorizada se llevó a cabo considerando los siguientes factores:



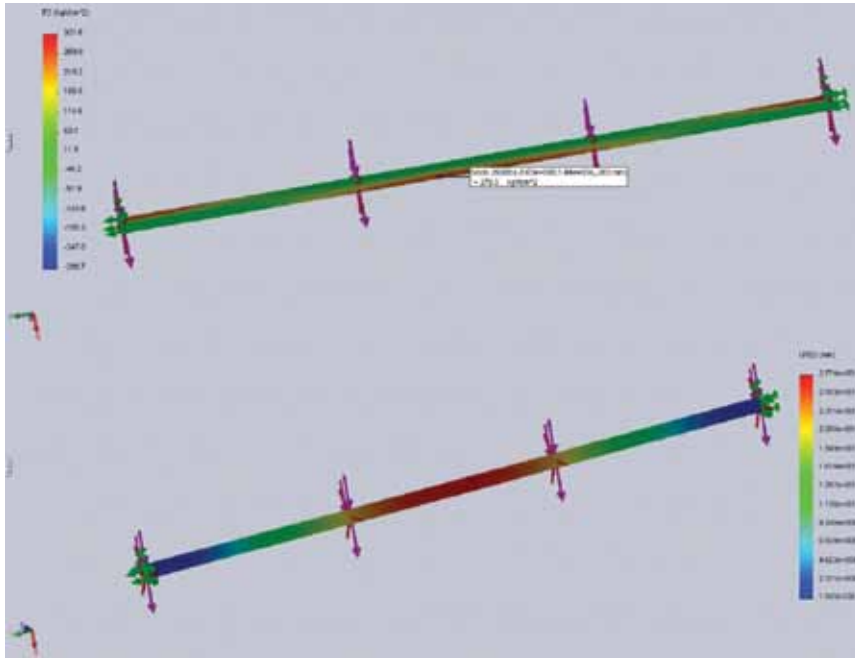


Figura 23. Distribución de esfuerzos nominales (arriba) y deformaciones (abajo), segmento en voladizo.

- Factor de salud y seguridad: estimado en función de la posibilidad de producir daño permanente o transitorio.
- Factor de negocio: estimado a partir del impacto operativo.

La figura 27 (izquierda) ilustra los coeficientes correspondientes a cada uno de los factores de impacto, estimados para cada segmento. La figura 27 (derecha) muestra la distribución de la consecuencia de falla, con predominio del factor ambiental y de reputación. En los *risers* (extremos) se observan los niveles máximos de impacto, condicionados los factores de salud y seguridad.

## Riesgo

Los resultados correspondientes al análisis de riesgo se representan en los siguientes gráficos complementarios:

- Figura 28 (izquierda): matriz de riesgo correspondiente al período de análisis.
- Figura 28 (derecha): gráfico de la distribución del riesgo de falla por segmento.

## Planes de aseguramiento

### Monitoreo

El trabajo contempla el seguimiento de los mecanismos de daño dominantes en los sistemas analizados, incluye corrosión interna y externa por medio de las técnicas presentadas a continuación.

### Fluido de trabajo

El programa se sustenta en la toma muestras en plataforma, en donde

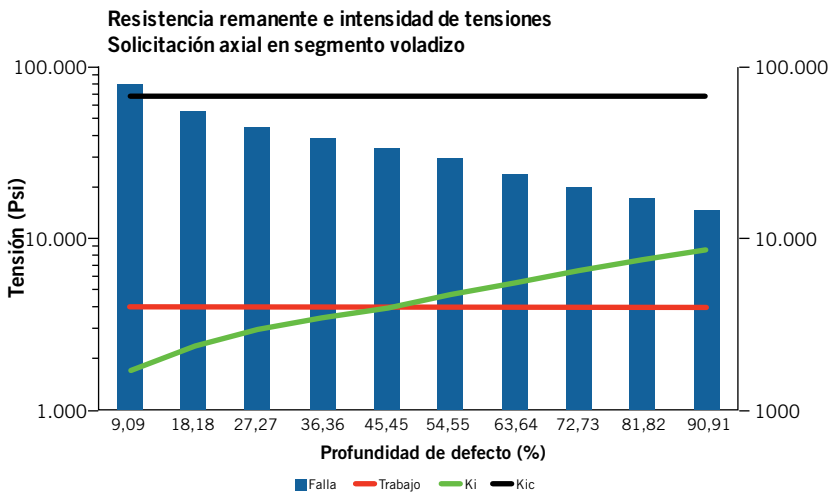


Figura 24. Tensión de falla y factor de intensidad del esfuerzo en costura, segmento en voladizo.

## Consecuencia

El cómputo de la consecuencia de falla incorpora los siguientes factores:

- Factor ambiental: se estima un nivel de impacto elevado para el segmento *offshore*, considerando el nivel de dispersión probable ante una falla.

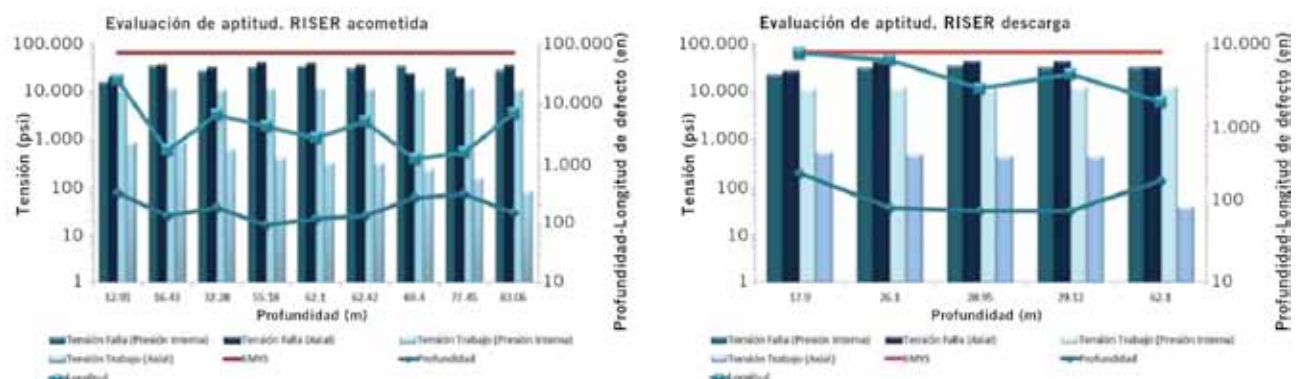


Figura 25. Resultados de evaluación de aptitud proyectada, risers.

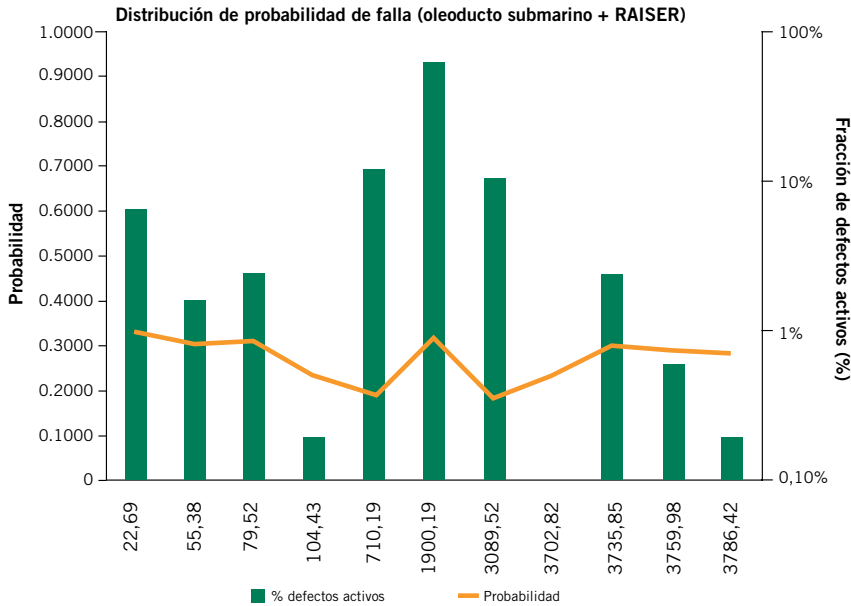


Figura 26. Distribución de probabilidad de falla y fracción remanente de defectos.

reo del fluido, los ensayos correspondientes y la frecuencia recomendada.

### Velocidad de corrosión interna

Complementariamente con el monitoreo del fluido, se recomendó la instalación de sistemas de monitoreo de corrosión interna en los puntos detallados en la tabla 2, para realizar mediciones de velocidad de corrosión (generalizada y localizada) contemplando la selección de cupones de tipo disco, de acero al carbono (*RISER*-ducto) en un segmento de cañería horizontal (Figura 29).

### Corrosión externa: *RISERS*

Se considera conveniente en estos casos el monitoreo de corrosión externa en la zona entre mareas, con el propósito simultáneo de evaluar la condición externa de *RISERS* y *JACKET*. Para ello se implementó la instalación de *racks* de 4 cupones, anclados al *JAC*-

se mida y determina el contenido de bacterias SRB y análisis físico-químico completo. Para convalidar la eficiencia de los tratamientos de dosificación de

bactericida, se implementaron ensayos de KILL TEST, complementarios con los cultivos. En la tabla 2 se detallan los sistemas seleccionados para el monito-

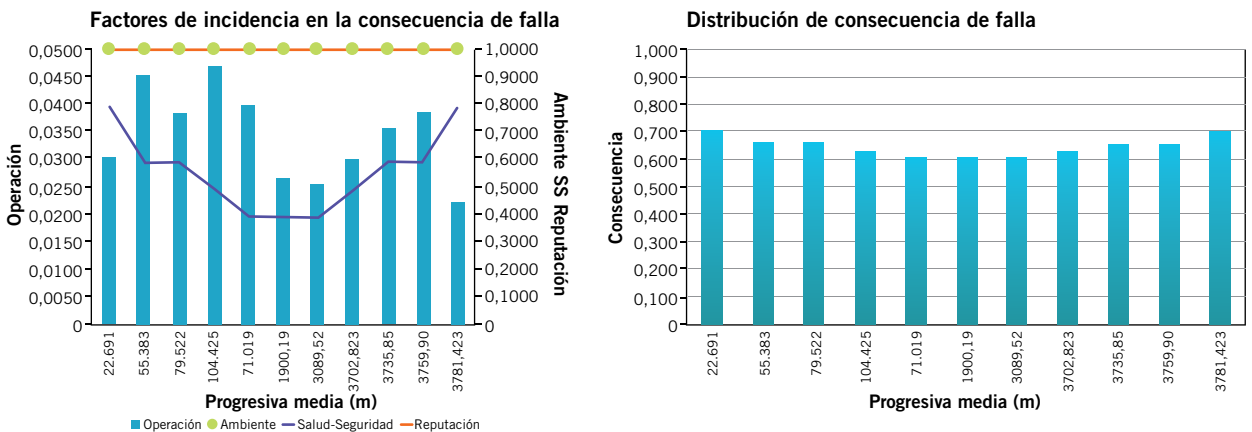


Figura 27. Factores condicionantes de la consecuencia (izquierda) y distribución global (derecha).

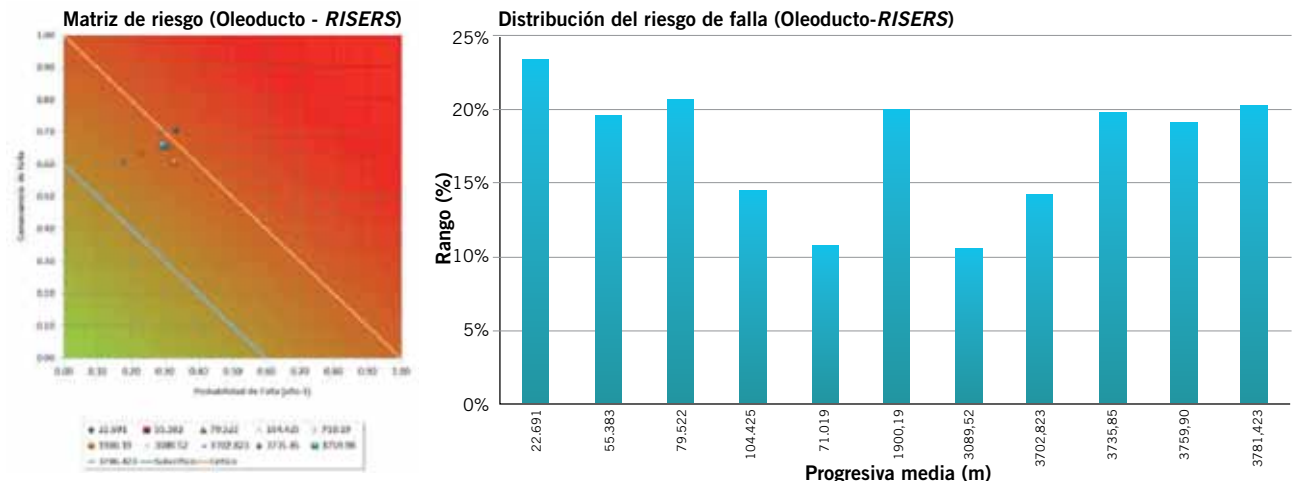


Figura 28. Matriz de riesgo (izquierda) y distribución por tramo (derecha).

# INVERTIR PARA UNA ARGENTINA MEJOR

Durante el 2017 realizamos un plan de obras por más de **\$1600 millones** y este año ejecutaremos **\$2000 millones** adicionales.

**+** **gas para impulsar** la industria nacional

**+** **confiabilidad y calidad** del sistema

**+** **de 1500 puestos** de trabajo en 7 provincias

**+** de **80 frentes** de obra

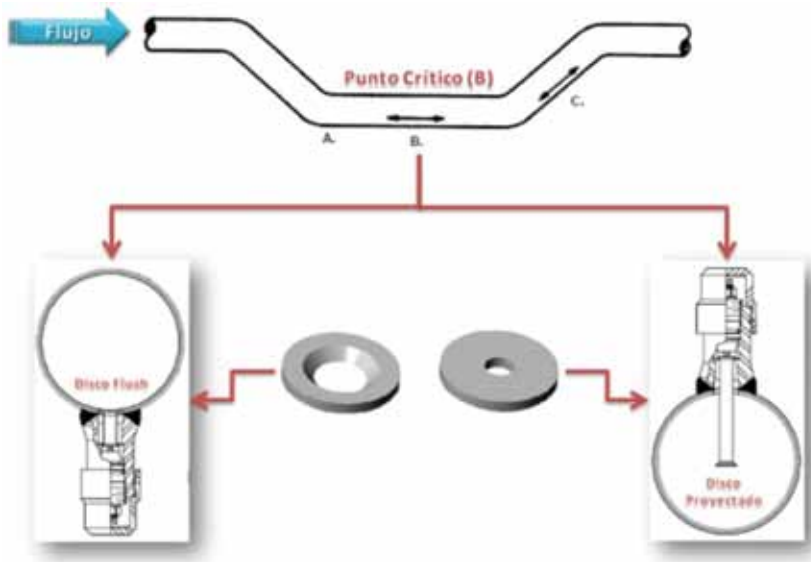


Figura 29. Punto tipo de instalación de cupones de corrosión (disco) en plataforma.

- Inspección visual externa.
- Radiografía.

La inspección visual externa apunta a la detección y el dimensionamiento de corrosión externa, daño por impacto y desplazamientos excesivos.

Por medio de la radiografía el objetivo es detectar anomalías internas que puedan comprometer la aptitud para el servicio, tanto en cuerpo como en costura. En la tabla 3 se resume el plan de inspección de acoples, riser y flexible.

La implementación de las técnicas recomendadas queda supeditada a la factibilidad de contratación de recursos locales o cuando se realicen inspecciones extensivas a todos los sistemas que justifique su implementación.

Plataforma	Elemento	Zona	Técnica	MDD	Pérdida de peso	Profundidad de picado	Frecuencia
A-B	Colector B <sup>(1)</sup>	Tramo Horizontal	Cupón	CI	Sí	Sí	Bimestral
	RISER	Tramo Horizontal	Cupón	CI	Sí	Sí	Bimestral
	Colector B <sup>(1)</sup>	Toma Muestra	FQCO	CI	-	-	Semestral
	Colector B <sup>(1)</sup>	Toma Muestra	Cultivo KILL TEST	CI - MIC CI - MIC	-	-	Bimestral

<sup>(1)</sup> Salida de líquido de los separadores, previo ingreso al RISER.

Tabla 2. Resumen del programa de monitoreo de corrosión interna y erosión.

KET, para el seguimiento trimestral de velocidad de corrosión (generalizada y localizada). La componente atmosférica, igualmente crítica, puede evaluarse periódicamente mediante inspecciones en sectores críticos (plan de inspección).

### Corrosión externa: componentes sumergidos

Las técnicas de monitoreo de componentes sumergidos, ponderadas en este caso, son las siguientes:

- Cupones de pérdida de peso (PP): para medición de velocidad de corrosión promedio y localizada (a potencial libre) junto con la

caracterización morfológica de defectos. En el caso particular de los sistemas marinos, también se utilizan para verificar la velocidad de formación de depósitos (*biofouling*) y su caracterización en laboratorio.

- Sensores electroquímicos: para monitoreo simultáneo de velocidad de corrosión instantánea y de performance de la protección catódica en servicio (Figura 30).

### Inspección-Relevamiento

**Directa:** acoples móviles y flexibles

En este caso se presenta un plan implementado en gasoducto, con soporte en el uso de las siguientes técnicas:

### Relevamiento de potenciales

Para el mismo yacimiento se implementó un plan de relevamiento de potenciales con alcance a todo el sistema de ductos *offshore*, incluyendo RISER (secciones sumergidas) y todos los componentes metálicos acoplados. Teniendo en cuenta las prestaciones y las dificultades asociadas a los métodos vigentes, se recomendó lo siguiente:

- **Relevamiento de proximidad (con celda estándar de Ag/AgCl):** aplicable a todo el sistema, sin probetas que requieran contacto eléctrico directo. Una de las desventajas principales de este método es que requiere contacto eléctrico con la estructura que se debe proteger en todo momento, por lo cual es susceptible de error significativo (caída óhmica). Por lo tanto, es conveniente que cada tramo sea relevado en dos sentidos, para verificar si la distorsión es significativa. En lo posible, es conveniente llevar a cabo este primer relevamiento en el transcurso



Figura 30. Prestaciones de sensores electroquímicos (corrosión externa).

Sistema	Elemento	Alcance	Técnica	MDF	Defectos de fabricación	Defectos de montaje (4)
Gasoducto entre plataformas	Riser (segmento sumergido)	100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí
	Acoples	100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí
	Flexible	100%	Radiografía	(3)	Sí	Sí
		100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí

(1) Incluye daño por impacto, abrasión, corrosión externa, desplazamiento excesivo y pérdida de fijación.

(2) En el caso específico de la detección de defectos de montaje por inspección visual externa, se incluyen exclusivamente aquellos asociados a distorsiones visibles, falta de alineación, defectos obvios de anclaje y posicionamiento.

(3) Incluye defectos de fabricación y montaje (cuerpo - costura).

Tabla 3. Plan de inspección: acoples móviles y flexible.

del período 2015, con los siguientes objetivos particulares:

- Determinación del nivel de protección puntual a lo largo de cada tramo.
- Detección de ánodos sumergidos (gasoductos).
- Soporte cuantitativo para la ejecución de una eventual reingeniería del sistema de protección catódica (refuerzo - adecuación).
- **Relevamiento con ROV (probeta compuesta + celda remota):** aplicable a posteriori del relevamiento batimétrico (inciso siguiente) y de la adecuación del sistema, con la posibilidad de medir potencial y gradiente, permitiendo evaluar indirectamente la condición de cobertura (Figura 31).

## Mitigación

En los casos en estudio, el factor dominante es la corrosión externa, en sus componentes atmosférica (*risers*) y submarina. La mitigación en el combinado *RISER-JACKET* se lleva a cabo por medio de un programa de inspec-

ción y mantenimiento. No obstante, la mitigación de los componentes sumergidos depende de la eficiencia de la protección catódica sacrificial, lo cual requiere de la estimación de una tasa inicial de consumo de los ánodos de sacrificio, como base para la formulación de un programa de inspección y eventual mantenimiento. Por consiguiente, en este apartado se presentan los resultados correspondientes a una evaluación inicial de vida remanente, sustentada en las siguientes hipótesis:

- Control corrosivo por activación. Si bien es probable que esta hipótesis no sea cierta, principalmente en zonas profundas, constituye la aproximación más conservadora posible y permite establecer las bases necesarias para estimar vida remanente (densidades de corriente y potencial [individual y mixto]).
- Pendientes de Tafel. Se asume que las pendientes anódica y catódica son equivalentes a 0.120 V/década.
- Consumo de ánodos homogéneo.

Como base para la estimación de vida remanente de los ánodos de sacrificio, se estimaron dos parámetros

necesarios: densidad de corriente de protección y potencial mixto (cupla galvánica acero-aluminio). Para ello se construyeron las curvas de polarización correspondientes bajo dos condiciones (Figura 32):

- Sistema desacoplado: condición teórica representativa de la cañería y de los ánodos bajo corrosión libre, sin acoplamiento entre sí.
- Sistema acoplado: condición teórica representativa de la cañería y de los ánodos bajo corrosión galvánica.

A partir de la estimación de velocidad de corrosión de los ánodos acoplados, se construyó la gráfica de vida remanente, representada en la figura 33, en donde se ilustra el potencial OFF del tramo bajo estudio, el nivel de polarización y la vida remanente de los ánodos. De acuerdo con esta estimación inicial, la vida remanente oscilaría entre un mínimo de siete años (tramo cercano a la superficie, con elevado contenido de oxígeno disuelto) y un máximo de 26 años (zona de profundidad intermedia), a tomar como marco de referencia para formular el plan de inspección del sistema sacrificial, focalizando en primera instancia en la zona cercana a la superficie. Como plan de mitigación de corrosión externa, en el mediano plazo, se estableció lo siguiente:

- Diseño reingeniería del sistema de protección catódica en servicio, con vida útil proyectada no inferior a 20 años.
- Como opción alternativa a la protección sacrificial en servicio, se evaluará un esquema por corriente impresa, con alcance a todos los componentes sumergidos (*riser-jacket-ducto*).

## Conclusiones

En función de los resultados presentados en cada uno de los apartados

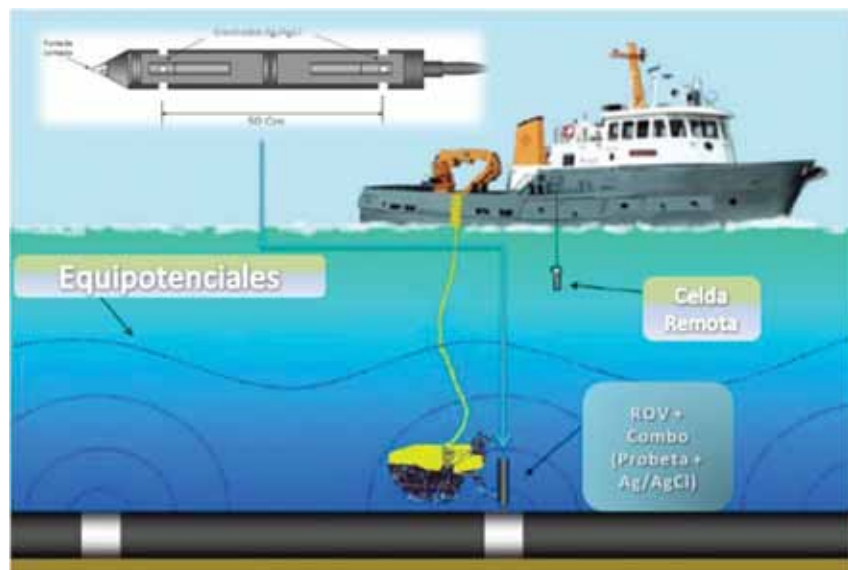


Figura 31. Esquema representativo de la medición simultánea de potencial y gradiente.

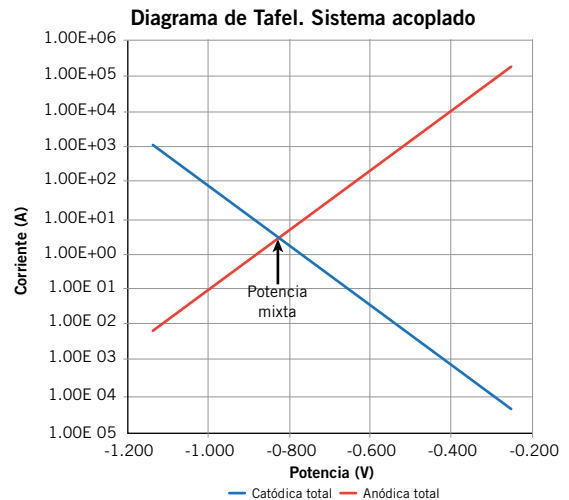
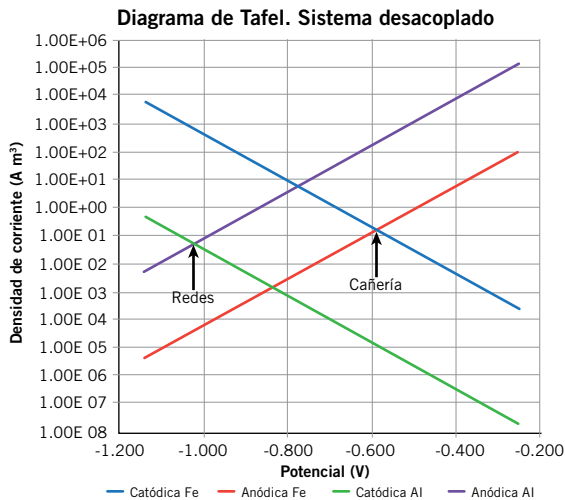


Figura 32. Curvas de polarización para el sistema bajo corrosión libre (izquierda) y corrosión galvánica (derecha).

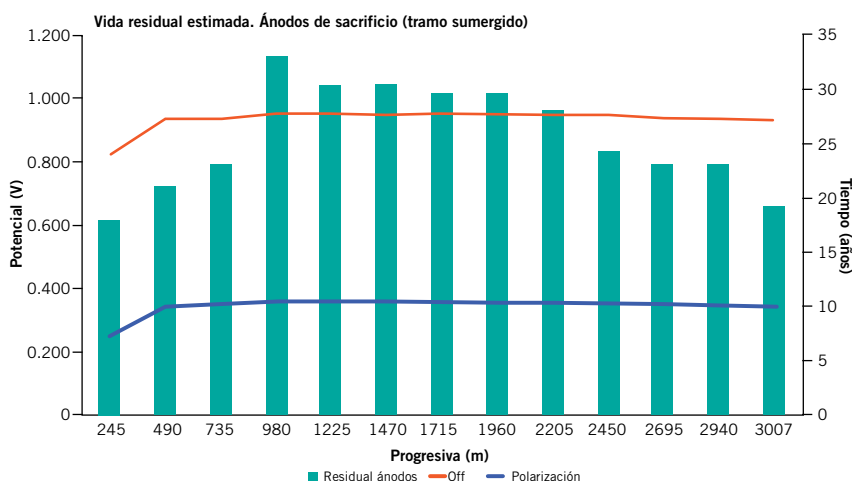


Figura 33. Variación de la vida residual del sistema sacrificial de ducto sumergido.

del desarrollo, es posible concluir lo siguiente:

1. **La gestión de integridad de las instalaciones offshore** analizadas combina complejidad técnica, operativa y de negocio, habida cuenta de la variante en condiciones de diseño, solicitudes, funcionalidad, condición de riesgo, inversión y expectativa de vida. Por consiguiente, para asegurar el éxito en la implementación de un sistema de gestión es necesaria una comprensión exhaustiva de las amenazas involucradas, un conocimiento técnico específico de la ingeniería (diseño-construcción), un manejo fluido de las técnicas de evaluación de aptitud bajo solicitudes operativas y estructurales, experiencia práctica en métodos-técnicas de inspección, monitoreo, protección anticorrosiva y mantenimiento preventivo

(principalmente en lo referente a componentes sumergidos).

2. **En términos de la gestión de riesgo**, las instalaciones offshore constituyen de por sí sistemas de alta consecuencia, gravitante sobre el negocio, el medio ambiente y la reputación. Por consiguiente, los casos analizados muestran dos aproximaciones complementarias que permiten asegurar todos los aspectos vinculados a la gestión de riesgos:

- HAZID: de carácter cualitativo, utilizada como herramienta para identificación de amenazas específicas de las instalaciones en estudio, con aporte multidisciplinario (especialistas por área), con data real y con soporte empírico, proveniente de estadísticas de la industria (caso de los flexibles).
- QRA: de carácter cuantitativo, aplicable en aquellos componentes con alto riesgo potencial

e información suficiente como para cuantificar probabilidad y consecuencia (ductos-risers). Esta aproximación, si bien es de mayor complejidad, permite integrar distintas herramientas (simulación-proyección de daño-evaluación de aptitud), logrando mayor definición en la formulación de los planes basados en riesgo.

3. En lo relativo a los mecanismos de degradación y otras amenazas posibles, a partir de la experiencia acumulada sobre sistemas analizados a la fecha y presentados en forma resumida, es posible inferir lo siguiente:

- **La corrosión externa** constituye la amenaza de incidencia dominante en la integridad de risers y jackets, tanto en el corto como en el mediano plazo. Los elementos expuestos a la atmósfera deben asegurarse a través de un programa combinado de inspección visual y mantenimiento preventivo, para evitar pérdida de metal por daño localizado y sectorizado, con eventual compromiso estructural. Los elementos sumergidos deben protegerse catódicamente y limpiarse regularmente, para evitar la acumulación de organismos, eventualmente conducente a corrosión por *biofouling*.
- **La corrosión interna** incide conforme a la condición de proceso (fluido-operación), predominando la componente microbiana en oleoductos y la componente carbónica en gasoductos (sistemas bajo flujo multifásico).
- **Las amenazas estructurales**,

asociadas a las mareas y desplazamientos del lecho marino, constituyen factores de impacto significativo en la aptitud para el servicio de ductos submarinos, por lo cual su cuantificación involucra la evaluación de defectos, solicitudes activas, configuración y vinculaciones, incluyendo un factor de confiabilidad estructural dependiente de la probabilidad de falla admisible.

- En el caso específico de las amenazas aplicables a componentes singularmente complejos y/o críticos, como flexibles y acoples móviles, su cuantificación requiere estudios particularizados y técnicas específicas de inspección-ensayo, teniendo en cuenta su rol en la integridad global y las incertidumbres asociadas al conocimiento vigente, estrictamente relacionado con causales de falla.
4. Los **planes de aseguramiento** presentados en esta instancia, formulados específicamente para los sistemas en estudio, permiten inferir las siguientes conclusiones:
- **Inspección:** la técnica más conveniente para ductos y risers es la inspección interna, umbilical en el caso de los risers, pero no aplica a los flexibles, analizables mediante visual externa y/o radiografía. En lo que hace a los jackets, la modalidad de aplicación es visual.
  - **Monitoreo:** los mecanismos internos (corrosión-erosión) deberían monitorearse en plataforma por técnicas de evaluación del fluido y pérdida de metal (cupones-sensores). La corrosión externa se monitorea por relevamiento (potenciales) y pérdida de metal en sistemas suspendidos del jacket (cupones-sensores).
  - **Mitigación:** la protección sacrificial es la técnica más frecuente para el cuidado de componentes sumergidos, pero la corriente impresa debe considerarse cuando la vida útil del sistema tiene que superar los diez años.
  - **Mantenimiento:** la experiencia adquirida, proveniente del mantenimiento de risers y jackets, indica que uno de los puntos clave es la selección y la aplicación de revestimiento externo, como barrera princi-

pal para el control de corrosión externa. Por consiguiente, es conveniente ponderar el uso de alternativas a los revestimientos orgánicos convencionales, como los metalizados por proyección (zinc y aleaciones) de mayor durabilidad y menor mantenimiento. ■

### Bibliografía

1. DNV-OS-F101, "Sistemas de Cañerías Submarinas".
2. DNV-OS-F201, "RISERS dinámicos".
4. NORSOK U-009, "Extensión de vida para sistemas submarinos".
5. API RP 2A, "Práctica recomendada para la planificación, diseño y construcción de plataformas offshore fijas-diseño bajo tensiones de trabajo".
6. Sorheim M. e Y. Bai. "Análisis de riesgo aplicado a la ingeniería de cañerías submarinas", OMAE 99, Canadá, 1999.
7. Willcocks J. e Y. Bai. "Inspección basada en riesgo y gestión de integridad de sistemas de cañerías", ISOPE 2000, Seattle, 2000.



**Del Plata Ingeniería**

*Empresa de servicios e ingeniería con un alto grado de profesionalismo enfocada en la industria de la energía, gas y petróleo.*

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

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

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

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

**Del Plata Ingeniería**  
 +(54 223) 481 6969 - Argentina  
 info@dpisa.com.ar - www.dpisa.com.ar

# Estudio de laminaciones

Por **Germán Gasillón, Darío Grenada, Matías Cardacce** (YPF S.A. - Integridad Logística)

## Una descripción de las discontinuidades planares a partir de una inspección interna con herramienta de ultrasonido recto y la detección de anomalías.

**E**n 2011, YPF Logística realizó la primera inspección interna con la herramienta instrumentada de ultrasonido recto (UT). Con la información relevada por esta herramienta se detectaron diversos tipos de anomalías, que hasta el momento no habían sido dimensionadas con esta técnica de inspección, entre ellas se observaron un gran número de discontinuidades

planares (llamadas normalmente e internamente laminaciones).

Estas laminaciones fueron informadas por las ILIs según 4 categorías: paralela, slope (laminación con tendencia hacia la pared interna o externa, pero sin llegar a la superficie), abierta hacia adentro y abierta hacia afuera. Estas categorías fueron objeto de estudio para interpretar la correcta

clasificación de esta herramienta instrumentada y, con los resultados validados, ponderar la criticidad de cada una de ellas con el fin de definir los planes de mantenimiento e inspección de todo el sistema de ductos administrados por YPF logística.

Los principales hitos de este estudio fueron la investigación minuciosa de antecedentes, el reanálisis de datos de inspección interna, las verificaciones de campo y el análisis de falla de probetas retiradas con monturas.

En este trabajo se exponen los resultados y las conclusiones de cuatro años de trabajo referente al tema desde los primeros resultados de la ILI, donde se refleja claramente que la herramienta de ultrasonido recto dimensiona con un alto grado de preci-





sión las anomalías tipo laminaciones, lo que permite diferenciar claramente entre laminaciones paralelas del resto de las orientaciones.

Para definir los planes de reparación, se concluye que las laminaciones que no son paralelas (escamas, como se define en el transcurso de este trabajo) deben ser analizadas minuciosamente e intervenidas según sus dimensiones (principalmente el espesor remanente de las mismas). Algún criterio de reparabilidad consiste en determinar un cálculo de presión de falla, considerando el defecto como una anomalía de pérdida de metal volumétrica.

Luego de los estudios realizados no se encontraron evidencias de que una laminación paralela varíe su geome-

tría con el tiempo, son consideradas como discontinuidades estacionarias.

### Antecedentes

En 2009, sobre un oleoducto de 32" administrado por YPF S.A., se rea-

lizo una inspección con MFL Axial. El resultado de esta inspección informó como reparables numerosos defectos. Luego, una vez en campo al realizar las reparaciones planificadas, se halló que el número de defectos reparables fue muy superior al informado en la ILI. Esto se encontró en cañerías que



Figura 1. Corrosión externa debido al apantallamiento de revestimientos de cintas.

presentaban principalmente un efecto de apantallamiento por los revestimientos de cintas, debajo del cual se encuentra una velocidad de corrosión no controlada, independientemente de la protección catódica existente en la instalación (Figura 1).

## Introducción

La finalidad de la primera inspección mediante una herramienta interna ultrasónica en un ducto API 5L X52 de 32" y t = 6.35 mm con una MOP de 40 kg/cm<sup>2</sup>, puesto en servicio en 1973, fue detectar y dimensionar con precisión el fenómeno de corrosión externa que se estimaba. Pudo ser subdimensionado por el alto grado de pérdida de metal existente, en particular bajo los revestimientos de cintas.

Luego de la inspección en cuestión se informaron importantes hallazgos, entre ellos el esperado de corrosión externa avanzada por apantallamiento catódico. Además, se encontró un importante grado de corrosión interna (que se estudió en forma paralela) y un alto número de defectos de laminaciones.

Si bien se conocía la capacidad de detección de esta técnica de inspección respecto de las laminaciones, no se esperaba un informe con las cantidades detalladas en el cuadro 1.

Como se puede observar en el cuadro 1, si el total de las laminaciones informadas hubiesen representado una amenaza para los activos, el problema era de gran magnitud. En consecuencia, se decide comenzar con el estudio de este tipo de anomalías con el fin de interpretar el fenómeno que provocó el origen de estas laminaciones.

Revisando la bibliografía referente al tema, en el trabajo expuesto en el congreso internacional de ductos de Mérida en 2001, se menciona que hasta esa fecha, las laminaciones no han afectado la integridad de las tuberías siempre que las anomalías se

Tramo	Odométrica [m]	Posición horaria	Long. [mm]	Ancho [mm]	Comentario	Esp.de ref. [mm]	Clase	Esp rem. [mm]
Tramo 1	12143,62	11:37	209	80	continua	6,93	OPEN-INT	4,53
Tramo 1	12242,81	08:31	88	104	continua	6,63	OPEN-INT	4,5
Tramo 1	28087,87	01:49	525	207	continua	6,63	SLOPE	6,63
Tramo 1	28230,92	02:59	117	80	continua	6,57	OPEN-INT	4,38
Tramo 1	45863,15	01:45	58	40	continua	6,63	OPEN-INT	4,26
Tramo 2	3034,9	02:02	95	72	continua	6,51	OPEN-INT	4,38
Tramo 2	12110,79	01:25	63	40	continua	6,57	OPEN-INT	4
Tramo 2	53204,05	11:06	246	160	intermitente	6,45	OPEN-EXT	4,5
Tramo 2	62658,46	12:28	267	88	continua	6,57	OPEN-INT	4,14
Tramo 2	74294,27	11:40	243	48	intermitente	6,57	OPEN-INT	3,97
Tramo 3	132387,83	04:57	281	160	continua	6,63	SLOPE	6,63
Tramo 4	63998,58	09:46	48	32	continua	6,51	OPEN-INT	4,5

Cuadro 2. Totalidad de anomalías no paralelas informadas por la ILLI.

encuentren contenidas en la pared y sean paralelas a la superficie de la tubería1. No obstante, en la API 5L especificación para tubería de línea2 se establece que cualquier laminación cuya menor dimensión es mayor a 19 mm y una superficie superior a 7742 mm<sup>2</sup> es inaceptable.

En la API 579 (Parte 13)<sup>3</sup> se establece que las laminaciones que son paralelas a la superficie pueden no ser objetables si el componente es sometido únicamente a tensiones de membrana de tracción a partir de la presión interna, y las laminaciones están alejadas de discontinuidades estructurales donde se producen tensiones de flexión local.

Para las laminaciones que no son paralelas a la superficie del tubo (que más adelante llamaremos escamas), API579 recomienda que los defectos sean evaluados como cracks, aunque teniendo en cuenta las dimensiones y los emplazamientos de los defectos encontrados en este ducto, los concentradores de tensiones se asemejan a los considerados en defectos volumétricos.

Claramente con los criterios modernos de fabricación de tuberías bajo estándares vigentes, este tipo de anomalías no debieran encontrarse en los ductos, sin embargo, en cañerías con más de 40 años y con las exigencias en aumentos de transporte, debemos hacer un análisis de la existencia de este tipo de anomalías.

Con lo expuesto, las laminaciones paralelas no representarían una amenaza para los activos siempre que realmente sean paralelas, esto es validando los informes de las diferentes inspecciones internas e interpretando si una laminación informada como paralela es realmente de este tipo o puede ser slope o abierta hacia adentro o hacia afuera y, entonces, representar una amenaza.

Este trabajo se basó en estas premisas, por lo que el fundamento de las acciones tomadas en torno a la investigación radica en interpretar los diferentes tipos de anomalías, entender los orígenes y tratar de comprobar si la información producto de una inspección interna es suficiente para determinar qué anomalías requieren un tratamiento y cuáles no representan una amenaza.

## Desarrollo

### Verificaciones de campo

El plan de trabajo se basó en la verificación de campo del total de las anomalías no paralelas (12) y una muestra spot del total de anomalías paralelas.

Estas verificaciones fueron realizadas con mediciones de ultrasonido recto, en modo scan B para determinar los perfiles y valores de las profundidades. Con un palpador de 5 Mhz la precisión en la verificación de campo pudo comprobarse que realmente es suficiente para caracterizar el defecto correctamente. En el cuadro 2 pueden observarse la totalidad de las anomalías no paralelas informadas en la inspección interna.

En las figuras 2 a 5, se pueden visualizar algunas de las anomalías no paralelas verificadas en campo. En el cuadro 2 también se puede compro-

Laminaciones	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	TOTAL
Longitud del tramo en km	49	139	250	145	583
Abiertas internas	4	4	0	1	9
Abiertas externas	0	1	0	0	1
Paralelas	117	727	897	194	1935
Slope	1	0	1	0	2
<b>Total</b>	<b>122</b>	<b>732</b>	<b>898</b>	<b>195</b>	<b>1947</b>

Cuadro 1. Laminaciones detectadas por tramo.



Figura 2. Laminación no paralela en tramo 1 abierta hacia adentro.



Figura 3. Laminación en tramo 1 abierta hacia adentro.

bar que la precisión del dimensionamiento proporcionado por la ILI, en la mayoría de los casos, se corresponde con lo verificado en campo. En el apartado “análisis de datos” se expone la comparativa de verificación de campo con los datos informados, en la cual se puede observar una correcta precisión en las mediciones. Las diferencias que pueden apreciarse fueron

Tramo	Odom [m]	Posición horaria	Long. [mm]	Ancho [mm]	Comentario	Esp.de ref. [mm]	Clase [mm]	Long. campo [mm]	Ancho campo
Tramo 1	2383,36	02:21	398	48	Continua	6,63	Paralela	398	48
Tramo 3	72140,05	-	634	32	Intermitente	6,57	Paralela	1500	32
Tramo 4	5976,53	11:56	48	383	Continua	6,33	Paralela	45	430

Cuadro 3. Anomalías paralelas verificadas en campo.

chequeadas y corregidas analíticamente, comprobando su correspondencia con lo verificado en campo.

Para el dimensionamiento en campo de las anomalías informadas, se efectuó una revisión exhaustiva de los extremos de las discontinuidades, es decir que se realizaron barridos continuos con equipo de ultrasonido tratando de verificar que los extremos de las anomalías realmente muestren variaciones. En la figura 6 puede apreciarse la variación en las mediciones en el extremo de una laminación abierta y como se ve el perfil mediante la utilización de scan B.

En el caso de una laminación pa-



Figura 5. Laminación en tramo 4 abierta hacia adentro.

ralela, mediante ultrasonido se verifica que los bordes sean del tipo escalón. Al efectuar la medición, el salto de espesor es abrupto, pasando del espesor nominal al espesor donde se encuentra el defecto con un pequeño movimiento del palpador, como se observa en la figura 7.

En el cuadro 3 se listan las anomalías paralelas verificadas en campo y se pueden observar las dimensiones relevadas en campo.

En las figuras 8 y 9 se exponen algunas verificaciones de campo realizadas en laminaciones paralelas. Y en el cuadro 3, además, se exponen los datos informados por la ILI y la imagen de los datos comprobados en campo. Con las verificaciones realizadas se pudo comprobar el salto abrupto en la medición de espesor que indica la finalización de la discontinuidad en la pared del ducto.

### Análisis de datos

Al verificar en campo la laminación paralela del tramo 3 Odom. 72140.05 m se observaron grandes diferencias respecto de la longitud informada. Esto se analizó en conjunto con el departamento de datos de la empresa que realizó la inspección interna, y se pudo determinar que lo relevado en campo se condecía perfectamente con lo observado por la herramienta, lo informado fue la se-

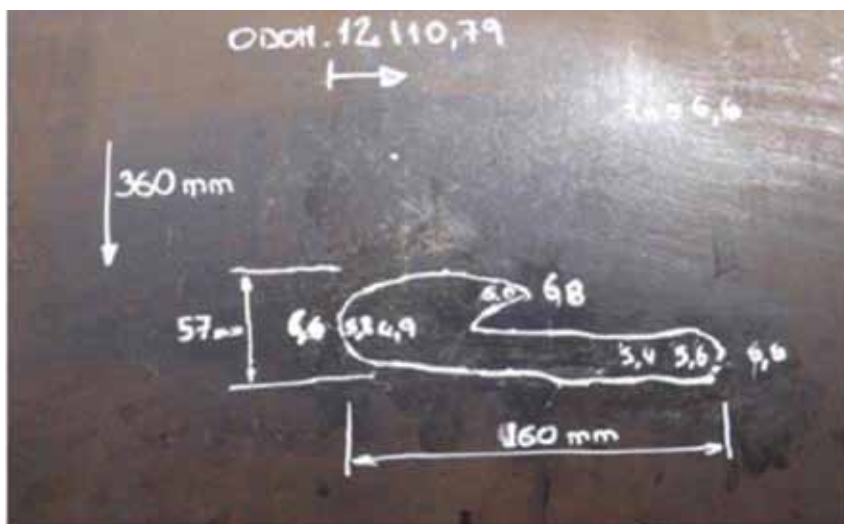


Figura 4. Laminación en tramo 2 abierta hacia adentro.



Figura 6. Caracterización de extremo de laminación con UT.

ñal más clara observada, no obstante, toda la laminación fue vista por la ILI (Figura 10).

Tres años después de la primera inspección en la que se detectaron las laminaciones existentes en el tramo 3 del ducto, se efectuó una nueva inspección con UT recto con la que se pretendía realizar un análisis de crecimiento de corrosión interna luego del hallazgo de este fenómeno en el primer UT. Aprovechando esta información se realizó una comparación directa de laminaciones donde se informaron los totales detallados en el cuadro 4.

La diferencia en los informes de



Figura 7. Caracterización del perfil de una laminación paralela con UT.



Figura 8. Tramo 3. Laminación paralela.



**IPH**<sup>®</sup>

CABLES DE ACERO  
ESLINGAS  
ACCESORIOS

(5411) 4469-8100  
[www.iphglobal.com](http://www.iphglobal.com)



Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.

**Crosby**<sup>®</sup> Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

 American Petroleum Institute  
API Monogram. License 9A -0018.

# Enfocarse en lo que se hace mejor

Es lograr competitividad  
para potenciar la integración  
energética regional.



ENAP



Pioneros en  
el **off shore**.  
Expertos en  
la **Cuenca Austral**.

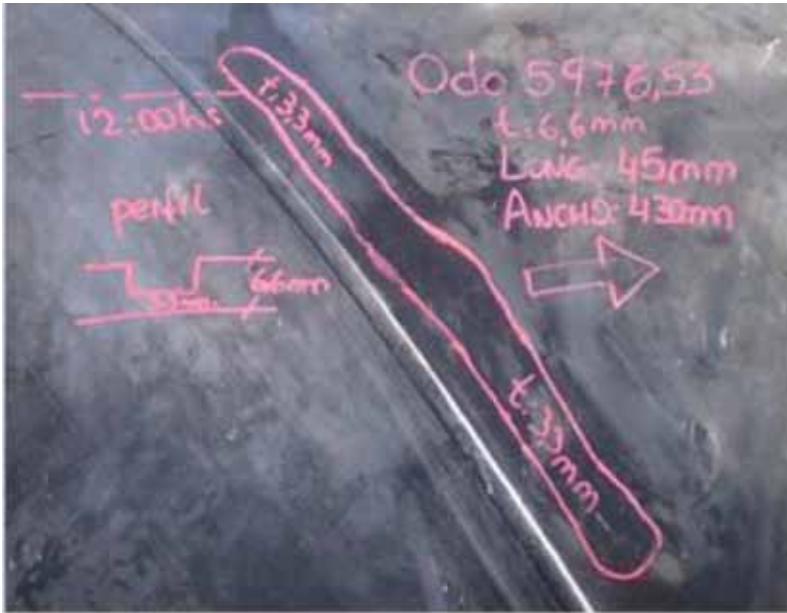


Figura 9. Tramo 4. Laminación paralela cercana a soldadura helicoidal.

las laminaciones que no son paralelas fue analizada una a una, se pudo encontrar en todos los casos las explicaciones que justifican dichas diferencias. En el Anexo que se encuentra al final puede verse un cuadro en el que se aprecia esta comparativa.

Respecto de la gran diferencia entre ambas inspecciones en lo que refiere a anomalías informadas como paralelas, son varias las razones que

provocan esta diferencia, sin embargo, no hay ninguna causa que prevalezca por sobre las otras:

- En algunos casos, al comparar entre inspecciones, se detecta que en 2011 hubo laminaciones que no fueron detectadas debido a que estas se encontraron en áreas afectadas por suciedad en la tubería.
- En algunos casos se debe al límite de informe, en 2011 muchas lami-

naciones quedaron bajo el límite acordado contractualmente para informar.

- A su vez, el punto previo tiene diferentes razones que implican que en la inspección de 2014 más laminaciones quedarán por sobre el límite de informe:
  - o Mejoras tecnológicas en la herramienta utilizada.
  - o Actualizaciones en el software de análisis.
  - o Mejora en los algoritmos de cálculo.
  - o Laminaciones muy pequeñas que dependiendo de cuántos sensores las detectas presentan una variación muy pequeña en el ancho registrado pero suficiente para estar por encima del límite de informe.
  - o Mejor pericia del analista, especialmente al tener un set de datos previos para referenciarse.

### Ensayos destructivos

Para conocer el origen de los defectos, estudiar su comportamiento en el tiempo y obtener conclusiones, necesariamente hay que recurrir a ensayos destructivos. Para ello, con el ducto en servicio, se seleccionaron zonas en las que había laminaciones en la posición horaria 12.00, que estas tengan un tamaño menor al del cupón de una montura para que pueda estar contenido en el mismo (Figura 11), y que sean distintos tipos de anomalías. Finalmente se pudieron extraer 3 probetas que contenían 2 laminaciones informadas abiertas hacia adentro, y una informada como paralela. En el cuadro 5 se exponen como fueron informadas estas anomalías en la inspección interna, y en las figuras 12, 13 y 14 se observan las anomalías verificadas en campo luego de extraídas como cupón de montura.

En dos de estas tres muestras, (Odom. 60335.16 paralela y Odom. 74294.27 abierta hacia adentro) se realizaron los siguientes estudios:

- Sucesivos decapados químicos (HCl-50%) en caliente sobre la superficie de los caños y alrededor de los perímetros de las anomalías.
- Tintas penetrantes sobre las zonas luego del decapado para determinar si hay salida a la superficie de

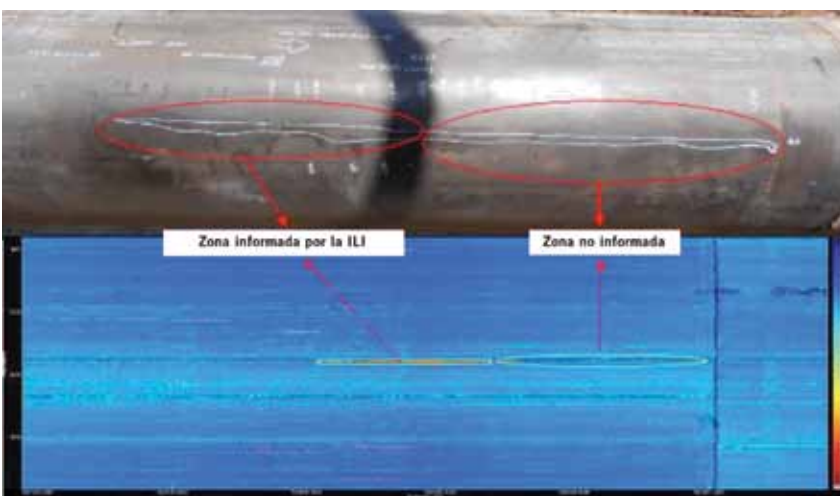


Figura 10. Comparativa de señal de ILI con verificación de campo.

	TOTALES	PARALLEL	OPEN-INT	OPEN-EXT	SLOPE
UT 2011	732	727	4	1	0
UT 2014	3091	3077	3	4	7

Cuadro 4. Cantidades informadas en ambas inspecciones.



Figura 11. Metodología de obtención de muestras.

- o Si hubo propagación (por fatiga) de las discontinuidades-defectos durante el servicio.
- o El grado de tenacidad del material con las discontinuidades-defectos.
- o Si el material está fragilizado.
- Metalografías ópticas y electrónicas de barrido en cortes longitudinales, transversales, oblicuos, etc.

### Análisis de probeta con laminación abierta hacia adentro

En el ensayo visual a ojo descubierto y con macrografía se observa una escama superficial interna de gran magnitud (de aprox. 350 mm de longitud, 30 mm de ancho y espesor máximo en la zona central de 2,5 mm). Esta escama es como una elipse de eje mayor 350 mm, eje menor 30 mm y espesor variable (en el eje mayor: 0,5 mm de espesor en los extremos y 2,5 mm en el centro, en el eje menor: 0,5 mm en los extremos y 2,5 mm en el centro). Esta escama elíptica estaba adherida parcialmente a la superficie interna, con casi todo su contorno elíptico despegado de la superficie interna.

El defecto cortado longitudinalmente según el espesor, se despegó de la superficie interna del caño y esto permitió confirmar por sus características y geometría que obedece a una gran "ESCAMA" de metal originado en un defecto del lingote original del acero (un defecto de colada del lingote) desde el cual se laminó la chapa con la que se fabricó el caño (por la

Odométrica [m]	Informado ILI							Medido en campo	
	evento	prof. [%]	long. [mm]	ancho [mm]	Hora	t [mm]	Comentario	long. [mm] medido	ancho [mm] medido
60335,16	Laminación	-	275	32	10:57	6,51	PARALLEL	310	33
62658,46	Laminación	-	267	88	12:28	6,57	OPEN-INT	275	80
74294,27	Laminación	-	243	48	11:40	6,57	OPEN-INT	253	75

Cuadro 5. Cupones para ensayos destructivos.

las anomalías.

- Análisis macrográficos y por microscopía electrónica de barrido analítica (SEM-EDS) de las zonas perimetrales y superficiales con indicaciones y defectos.
- Intento de apertura de las discontinuidades-defectos mediante enfriamientos en nitrógeno líquido y posteriores cargas de impacto y aplicación de altas velocidades de deformación por laminación (efectuado en un laminador experimental) para determinar:

tinuidades-defectos mediante enfriamientos en nitrógeno líquido y posteriores cargas de impacto y aplicación de altas velocidades de deformación por laminación (efectuado en un laminador experimental) para determinar:

INGENIERÍA  
CONSTRUCCIÓN  
SERVICIOS









Somos una empresa de ingeniería, construcción y servicios, con experiencia demostrada en la ejecución de proyectos en la industria del petróleo, la energía y minería. Tenemos capacidad para desarrollar contratos en forma simultánea en todas nuestras especialidades, y responder en línea con los más altos parámetros de calidad.

NEUQUÉN | COMODORO RIVADAVIA | SAN JUAN | RIO GALLEGOS | LAS HERAS | RIO GRANDE

WWW.EDVSA.COM



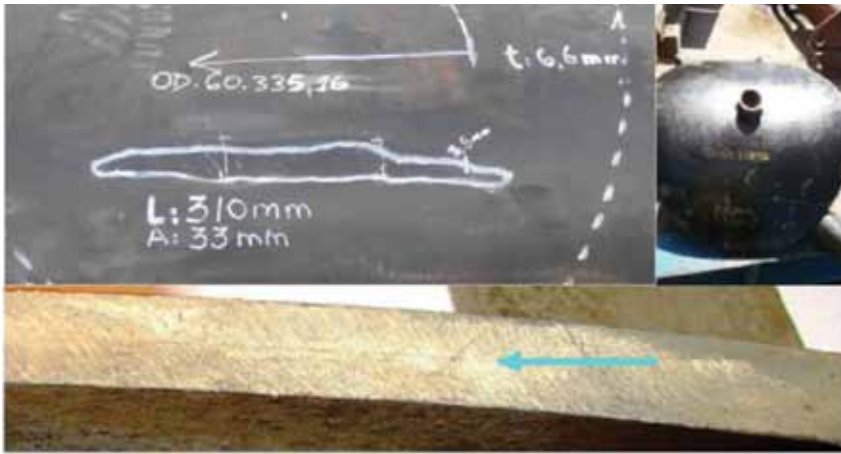


Figura 12. Cupón laminación paralela.



Figura 13. Cupón laminación abierta hacia adentro.

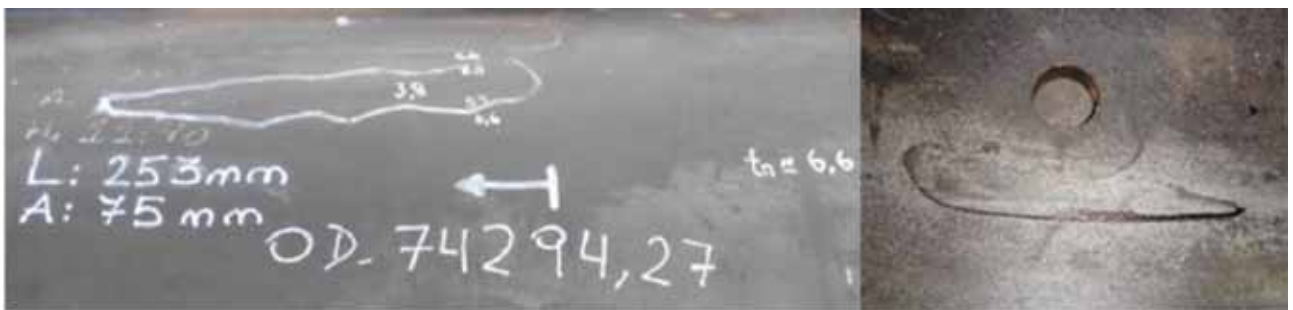


Figura 14. Cupón laminación abierta hacia adentro.



Figura 15. Cupón laminación abierta hacia adentro luego de extraída la escama.

época de fabricación, década de 1960, es un típico defecto de lingote conocido como ESCAMA: finas láminas metálicas de forma irregular adheridas al metal base superficialmente por medio de inclusiones no metálicas y/u óxidos de hierro, que se originan por el salpicado de metal sobre las paredes de las lingoteras al colar o por el uso de lingoteras inadecuadas o gastadas<sup>4</sup> (Ref. IRAM IAS U500-24). En los sucesivos procesos de laminado del lingote se manifiesta bien este defecto como un gotón de metal adherido a la superficie, aplastado y estirado, que

incluso llega a desprenderse parcial o totalmente (es un gotón aplastado y estirado que queda adherido, pero sin continuidad en el nivel metalúrgico). Cabe destacar que al observar los bordes en todo el contorno de esta escama y el de la superficie a la que está adherida en el caño, se puede afirmar que esta macro discontinuidad metálica ha estado siempre allí y así, confinada y sin propagar, sin desarrollarse desde ella ninguna fisura, tampoco se desarrolló corrosión en ella o en sus inmediaciones. Solo hay una ligera descarbonización en los bordes de ambas partes en un contacto apenas de 0,1 mm, que no afecta las propiedades del acero base del caño, que donde



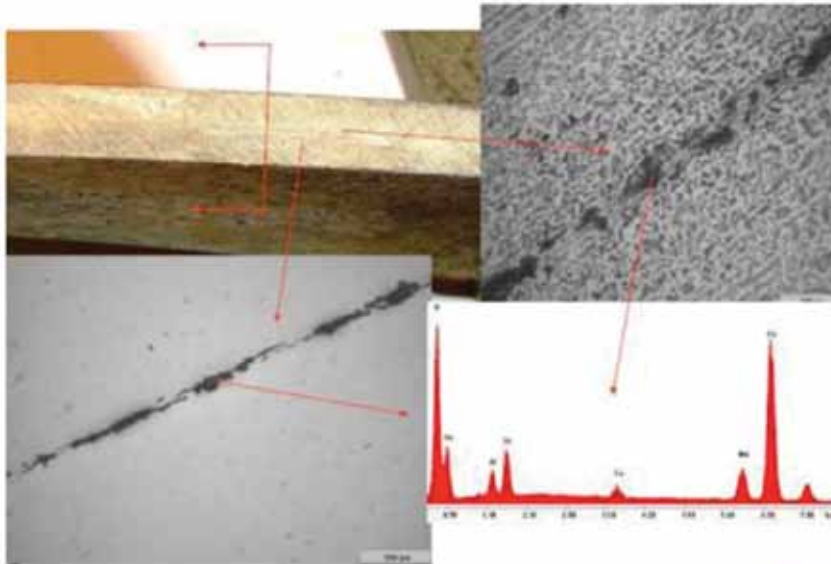


Figura 16. Probeta con laminación paralela y macrografía.

está la escama tiene reducido localmente su espesor (Figura 15).

### Análisis de probeta con laminación paralela

Las discontinuidades planares denominadas laminaciones son defectos de la chapa con la que se fabricaron los caños, que tienen origen en defectos "centrales" de los lingotes con los que se fabricaron esas chapas (en la época en la que fueron fabricados estos caños no había colada continua y el acero se lingoteaba y luego se laminaban en caliente los tochos de lingote (*bloom*), en consecuencia era normal una baja calidad me-

talúrgica del acero y surgían defectos como este. Esos defectos centrales tienen origen en rechupes y segregaciones de material no metálico en el centro de los lingotes, que luego, al laminarse los lingotes para conformar las chapas, determinan una chapa con discontinuidades planares en el centro del espesor (lo que se denomina "laminaciones") con material no metálico ocluido y "amasado" allí, que no permitió que se "soldara" allí el acero durante las laminaciones que tuvo hasta ser chapa.

Como se expone en la figura 16, metalográficamente se revela que hay uniones metalúrgicas discontinuas (es como una chapa doble hoja o doble

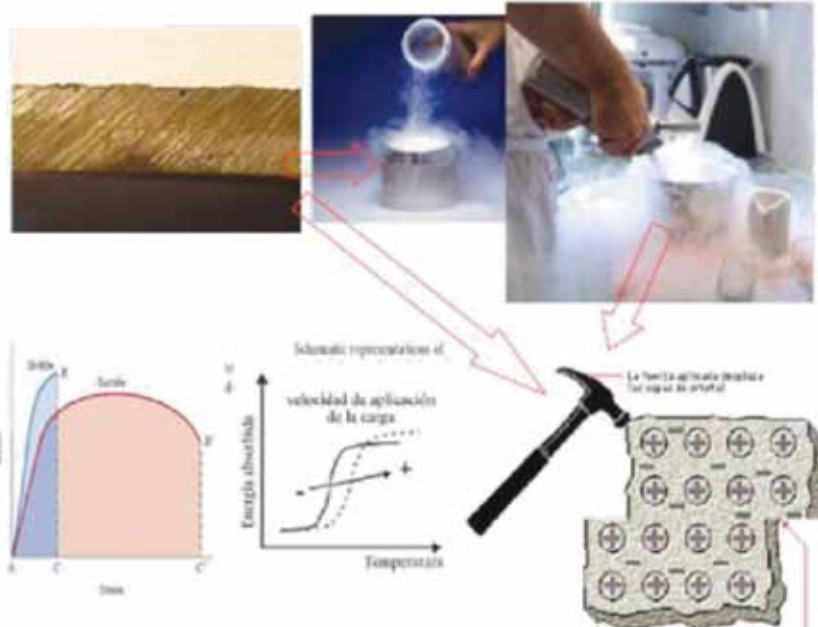


Figura 17. Esquema de ensayos realizados.

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

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

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

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

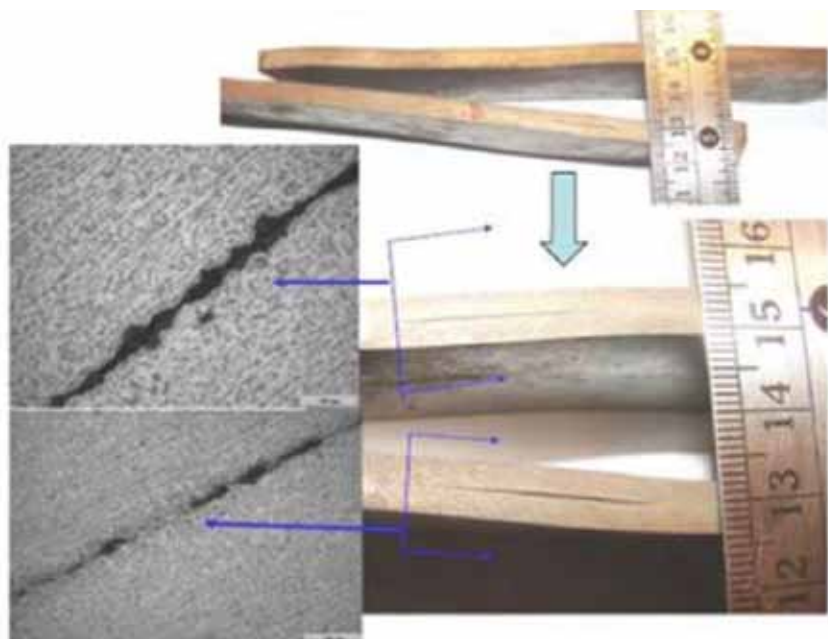


Figura 18. Macrografías de probetas sometidas al laminador.

espesor, con puntos alternados de unión metálica y de desunión con material no metálico) y que oculto dentro de la laminación hay material no metálico (óxidos de hierro y silicoaluminatos de Mn- Ca).

Estas zonas de los caños con las "laminaciones" centrales fueron cortadas en trozos de aproximadamente 200 mm x 40 mm, luego enfriados en nitrógeno líquido (para fragilizarlas inhibiendo la capacidad de deformación plástica) e inmediatamente sometidas a severas cargas de impactos para intentar abrirlas. Los resultados fueron negativos, no se pudo abrir ninguna de ellas, de lo cual se infiere que estas laminaciones o discontinuidades metálicas planares no son continuas, es decir no son estrictamente asimilables a una gran fisura planar en el centro, sino a una coalescencia de numerosas discontinuidades que conforman una discontinuidad planar discontinua sin comunicación con la superficie externa ni con la interna del caño. Esto significa que tiene regiones de continuidad metálica, agarre o puentes de unión metálica. Por lo expuesto, se infiere que esas discontinuidades planares deben haber estado siempre así confinadas en el interior del espesor, desde que el caño entró en servicio, sin que se modificaran durante el funcionamiento

del ducto, o sea sin que se dieran nucleaciones y propagaciones de fisuras desde las mismas, pues se considera que si hubiera habido alguna fisura, en este ensayo se tendría que haber propagado frágil y haberse abierto al medio en dos hojas la chapa del caño (Figura 17).

A otros trozos similares con el defecto de laminación central se los sometió a laminaciones en un laminador de chapas reduciendo sus espesores, (se destaca que esta laminación impone un muy severo estado triaxial tensional alrededor del defecto central y con una alta velocidad de deformación; todas condiciones que comprometen intensamente la tenacidad del acero con el defecto central), observándose que si bien se produjeron incipientes y parciales despegues de las laminaciones a la manera de una doble hoja o espesor doble, pero sin que se desarrollaran o propagaran fisuras hacia el acero base del caño, en otras palabras, el trozo de caño con la laminación se deformó plásticamente muy bien "sin enterarse prácticamente del defecto central". Esto permite confirmar lo que inferimos anteriormente en cuanto a que la discontinuidad está confinada en la mitad del espesor y sin fisuras que salgan de ella.

En la figura 18 se pueden apreciar las macrografías realizadas a dos de

los trozos con laminaciones que fueron objeto de deformación con alta velocidad de aplicación de la carga por reducción de espesor mediante el laminador de chapas. Estas laminaciones apenas se abrieron y se despegaron por la severa deformación; los trozos en su conjunto tuvieron buena plasticidad sin desarrollo de fisuras desde las laminaciones.

## Conclusiones

De los estudios realizados, podemos clasificar a las laminaciones en dos grandes grupos debido al origen de la anomalía:

- Las laminaciones **paralelas** tienen su origen en rechupes y segregaciones de material no metálico en el centro de los lingotes, que al laminarse los lingotes para conformar las chapas, determinan una chapa con discontinuidades planares en el centro del espesor. Por los estudios realizados no pudo encontrarse evidencia de que este tipo de anomalía se haya propagado con el tiempo, de manera que se los estima como estables en las condiciones normales de servicio, donde las tensiones aplicadas pueden considerarse de membrana.
- Las laminaciones tipo **escamas** tienen su origen durante la fabricación en los sucesivos procesos de colada de los lingotes en los que se manifiesta bien este defecto como un gotón de metal adherido a la superficie, aplastado y estirado en el proceso de laminación posterior; que incluso llega a desprenderse parcial o totalmente, debido a no contar con continuidad a nivel metalúrgico. Pudo observarse que este defecto estuvo siempre en el ducto y con la misma morfología.

Luego de dos inspecciones con la herramienta instrumentada de ultrasonido recto en el mismo tramo, pudo observarse que la diferenciación entre laminaciones paralelas y laminaciones abiertas hacia adentro, abiertas hacia fuera y *slope* (escamas) puede ser apreciada claramente con esta tecnología de inspección teniendo en cuenta las limitaciones del método. La rigurosidad en esta clasificac-

Informado en UT2014		Informado en UT2011		Comentarios del Analista UT		
Odom. (m)	Comentario	Odom. (m)	Comentario	Comentario sobre lo informado en 2014	Comentario sobre lo informado en reportado en 2011	Conclusión
4174.04	SLOPE	4174.1	Paralela	Se informa como <i>stepwise</i> . La laminación está localizada en varias capas del acero, solapándose parcialmente. No se trata de una sola laminación inclinada.	Informada como paralela, aunque es <i>stepwise</i> .	No hubo cambios, mal informada en 2011
7189.09	SLOPE	7189.09	Paralela	Indicación informada como <i>stepwise</i> . La laminación está localizada en varias capas del acero, solapándose parcialmente. No se trata de una sola laminación inclinada.	Informada como paralela, aunque es <i>stepwise</i> .	No hubo cambios, mal informada en 2011.
18135.87	OPEN-INT		No informado		Indicación visible, localizada en una zona con mucho ruido. Debido a esto, no fue detectada durante la evaluación.	Indicación claramente visible en corrida 2014, y en base a esto es posible identificarla en la corrida 2011. No hubo cambios en la indicación.
50576.17	OPEN-INT		No informado		Los datos de esta sección están corruptos, no se pudo efectuar la comparación.	
73293.54	SLOPE	73294.38	Paralela	Indicación informada como <i>stepwise</i> , aunque es paralela.	Informada OK como paralela.	No hubo cambios, mal informada en 2014.
85673.45	SLOPE	85673.18	No informado	Informada como <i>sloping</i> , aunque está localizada bajo una reparación. Desfase entre referencias y datos.		Indicación localizada bajo una reparación, mal categorizada en 2014. Indicación reparada.
94521.99	OPEN-EXT		No informado		Indicación visible en los datos, pero con solo un canal de ancho, debajo de los límites de informe.	No hubo cambios.
107508.9	OPEN-EXT		No informado		Indicación visible en los datos, pero con solo un canal de ancho, debajo de los límites de informe.	No hubo cambios.

ción debe tenerse en cuenta por parte del analista de datos de la empresa que ejecuta la inspección interna, dado que es crucial para el tratamien-

to de este tipo de anomalías y las acciones derivadas de mantenimiento y seguimiento.

Este estudio no ha encontrado

evidencias de propagación de los defectos analizados, de manera que se los estima como estables en las condiciones normales de servicio. Sin em-

## Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

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

Informado en UT2014		Informado en UT2011		Comentarios del Analista UT		
Odom. (m)	Comentario	Odom. (m)	Comentario	Comentario sobre lo informado en 2014	Comentario sobre lo informado en reportado en 2011	Conclusión
117626.64	OPEN-EXT		No informado		Indicación visible en los datos, pero con solo un canal de ancho, debajo de los límites de informe.	No hubo cambios.
124537.99	SLOPE	124538.26	Paralela	Indicación informada como <i>stepwise</i> . La laminación está localizada en varias capas del acero, solapándose parcialmente. No se trata de una sola laminación inclinada.	Informada como paralela, aunque es <i>stepwise</i> .	No hubo cambios, mal informada en 2011.
135209.67	SLOPE		No informado		Indicación visible, localizada en una zona con mucho ruido. Debido a esto, no fue detectada durante la evaluación.	Indicación claramente visible en corrida 2014, y en base a esto es posible identificarla en la corrida 2011. No hubo cambios en la indicación.
137036.66	OPEN-INT		No informado	Informada como laminación abierta a la superficie en la pared interna, debido a ciertas características de la señal, aunque podría tratarse de suciedad / incrustaciones.	Indicación visible, con apariencia de suciedad / incrustaciones.	No hubo cambios.
137578.83	OPEN-EXT		No informado		Indicación visible en los datos, aunque en zona de pérdida de sensor.	No hubo cambios.
137624.86	SLOPE	137624.9	Paralela	Indicación informada como <i>stepwise</i> . La laminación está localizada en varias capas del acero, solapándose parcialmente. No se trata de una sola laminación inclinada.	Informada como paralela, aunque es <i>stepwise</i> . La presencia de ruido en la zona afectó la clasificación.	No hubo cambios.

bargo, para las anomalías tipo escamas en algunos casos se encontraron desprendidas parcial o totalmente de la pared del ducto, en el caso de las internas probablemente por acción del pasaje de *scrapers*. Por eso las anomalías paralelas no representan bajo estas condiciones una amenaza para la integridad de las instalaciones, en cambio las anomalías tipo escamas deben ser tratadas como fisuras según se menciona en API579 o como una pérdida de material según ASME B31G, para los casos en que esta situación sea más desfavorable.

En resumen, con la información proporcionada por una ILI con la tecnología de ultrasonido recto, se puede delinear el siguiente plan de acción para el tratamiento de este tipo de anomalías:

**Anomalías paralelas:** se deberá verificar la existencia de este tipo de anomalía en las zonas en las que el ducto sea sometido a tensiones adicionales (bajadas de cañería por flexión natural, curvatura para em-

palmes, deslizamientos de suelo, pendientes ascendentes o descendentes importantes, etc.) y en los casos que las anomalías necesariamente se encuentren afectadas por estos nuevos estados tensionales, deberá realizarse un análisis particular para determinar si este nuevo estado no afecta negativamente el estado de la anomalía. En los casos en las que las laminaciones paralelas no estén combinadas con otros defectos, o no se encuentren en soldaduras, es decir que se presenten en el cuerpo del ducto, ninguna acción es requerida.

**Anomalías tipo escamas:** cuando el espesor remanente sea inferior al 80% del espesor de pared, será verificado en campo e *in situ* analizado como un defecto volumétrico, verificando la presión de falla del defecto según ASMEB31G.

Cuando el espesor remanente sea superior al 80% del espesor de pared, ninguna acción es requerida según tratamiento para defectos volumétricos en ASMEB31G. ■

**Anexo** (ver tablas de las páginas 89 y 84).

## Bibliografía

1. *Laminations - Origin, detection and Assessment*, Stephen Peet, Andrew Wild PII, 2001.
2. RP API5L *Specification for Line Pipe*, Forty Fifth Edition.
3. API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service, June 2016.
4. IRAM IAS U500-24.
5. "Comportamiento de laminaciones coplanares y no coplanares en acero API 5L X52 Simuladas mediante elementos finitos". A. Servin, J. L. González y A. Morales.
6. "Diagnosis de la defectología que de forma accidental suele presentar la laminación de tubería de altas prestaciones", S. Gutiérrez de Sáiz-Solabarría.
7. ASME B31G 2012. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*.



Promoted and Organized by:



**24 - 27 SEP**  
RIO DE JANEIRO - BRAZIL

Brazil is back. Enjoy this opportunity **to do business and network in this giant energy market.**

**Energy to transform.**



Rio Oil & Gas in the largest event of the sector in Latin America. With over 500 brands and more than 34,000 visitors on exhibition and more than 4,000 industry professionals, scholars, researchers and students on the congress.

**Become a sponsor or exhibitor**  
[rioil@ibp.org.br](mailto:rioil@ibp.org.br)

Check the congress schedule at [rioilgas.com.br](http://rioilgas.com.br)



Sponsors Platinum:



Sponsors Gold:



Sponsors Silver:



Sponsors Bronze:



# Los vehículos híbridos a gas (GNC)

Por *Leila Iannelli* (Gerencia de Distribución del Enargas),  
*Rodrigo Prieto* (Gerencia de Gas Natural Comprimido del Enargas) y  
*Salvador Gil* (Escuela de Ciencia y Tecnología - Universidad Nacional de San Martín)

**En este trabajo se analiza la eficiencia pozo a rueda y las emisiones de CO<sub>2</sub> de varios tipos de vehículos: el caso de vehículos livianos híbridos a GNC.**

Tanto en la Argentina como en el mundo, el transporte es responsable de un tercio del consumo energético total. Asimismo, las emisiones de CO<sub>2</sub>, provenientes del uso del transporte, representan un 14% de total de emisiones en el mundo<sup>1</sup> y 15,5% de las emisiones de Argentina<sup>2</sup>. Las figuras 1 y 2 muestran los diagramas Sankey de flujos de uso de la energía del mundo y de los Estados Unidos elaborados por el Lawrence Livermore National Laboratory, de los Estados Unidos<sup>3</sup>. Un hecho notable de estos diagramas es que muestran que, a nivel global, cerca del 53% del petróleo se usa en transporte, pero con una eficiencia del orden del 20%. Es decir, que cerca del 43% del petróleo producido en el nivel mundial, se lo desperdicia por los caños de escape y otras pérdidas. En los Estados Unidos, con todo su desarrollo tecnológico, el 56% del petróleo se desperdicia en distintas ineficiencias. Lo notable de esta observación, es que si se exami-

na cuidadosamente cómo se usan los combustibles para el transporte, la situación es aún peor.

Cuando se dice que la eficiencia de los vehículos de combustión interna (VCI) es del orden del 20%, se hace referencia a la eficiencia de transformación del combustible en el tanque del vehículo (gasolina) a energía cinética del vehículo, o sea la eficiencia del tanque a la rueda. Sin embargo, para que el combustible llegue al tanque, hay varios procesos que implican grandes consumos de energía, tanto en la extracción del petróleo, como en el transporte, la refinación, y la distribución del combustible. Todos estos procesos implican que la eficiencia del pozo al surtidor sea del orden del 70% al 80%. Por lo tanto, si se considera esta eficiencia del pozo al surtidor es del orden del 75%, la eficiencia del pozo a la rueda (*Well to Wheel*) de los VCI es del orden del 15%. Además, un vehículo mediano, pesa unos 1.400 kg, es decir, unas 20 veces más que un pasajero típico. Así la eficiencia de

transporte de la carga útil, pasajero, resulta del orden del 1%. Dado que casi un 53% del petróleo en el mundo se usa en transporte, esta eficiencia de uso se aplica a la mitad del petróleo usado en el mundo. Es notable el empeño que pone la humanidad en procurar su suministro de petróleo, incluyendo guerras, para luego malgastarlo de modo tan ineficiente.

El objetivo de este artículo es explorar formas de cuantificar mejor la eficiencia de vehículos, focalizando la atención en automóviles o vehículos livianos que constituyen un 73% de la flota vehicular del país. En particular, se analiza el concepto de eficiencia del pozo a la rueda (W2W) que es un modo muy adecuado de comparar la eficiencia de distintos tipos de vehículos, que usan diferentes vectores energéticos para su función: gasolina, gas, electricidad.

Asimismo, se estudia la eficiencia del pozo a la rueda de vehículos híbridos a gas natural comprimido (GNC o NGV) y se los compara con las opcio-

nes de los VCI convencionales en uso actualmente y los nuevos vehículos eléctricos.

En la Argentina el gas natural desempeña un papel crucial en su infraestructura energética. No solo constituye el combustible más importante de su matriz energética, sino que la red de transporte y distribución disponible es una de las más amplias del mundo. De la flota de aproximadamente 23 millones de vehículos impulsados a GNC que existían en el mundo en 2014, cerca de 1,9 millones estaban en la Argentina (Figura 4). Esto convierte a este país en uno de los que poseen mayor desarrollo de esta tecnología, ya que la Argentina dispone de una importante infraestructura, numerosas estaciones de carga distribuidas en casi todo el país y una desarrollada industria de equipos para vehículos a GNC.

Los desarrollos recientes en la explotación del gas natural no convencional en la Argentina son muy importantes y promisorios<sup>8,9</sup>. Las nuevas

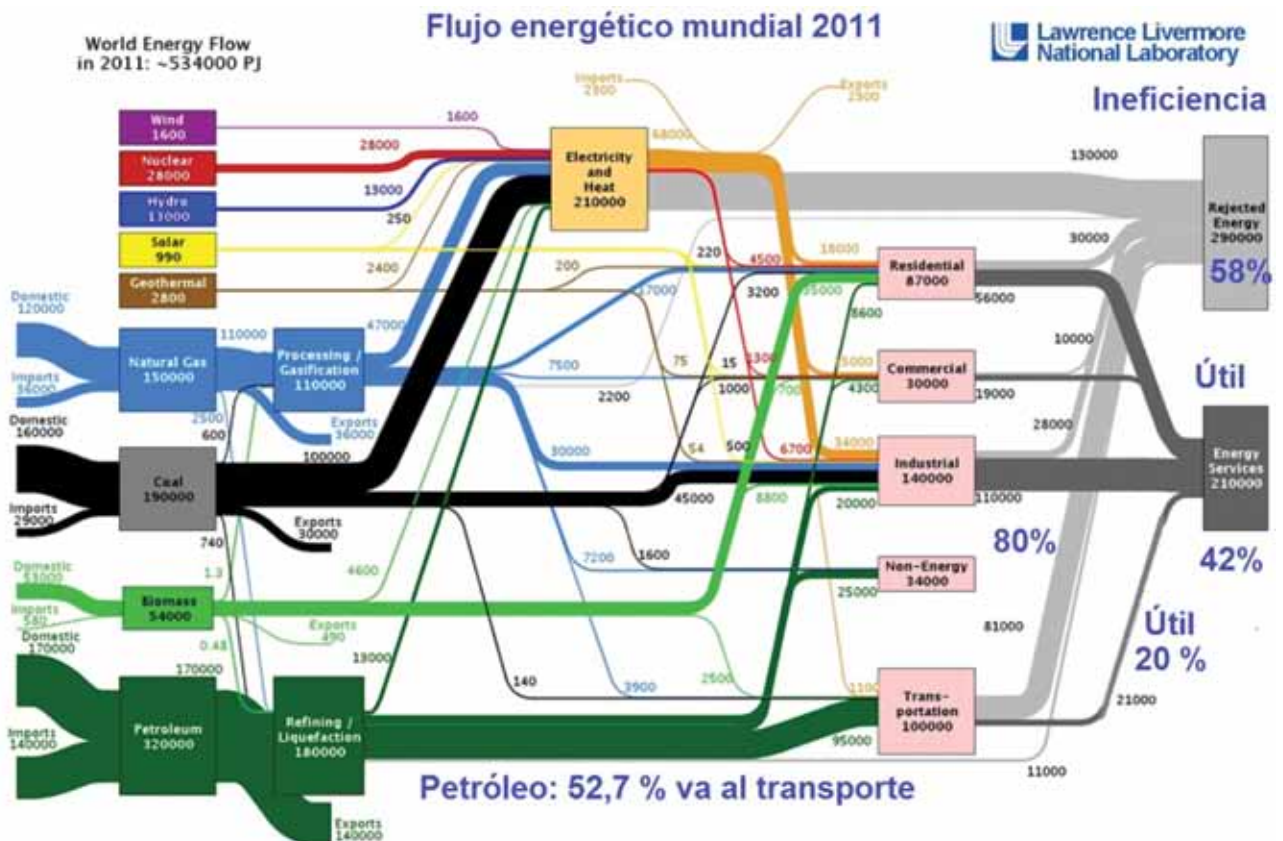


Figura 1. Diagrama de flujo de la energía mundial para 2011. Desde las fuentes de energía primaria, indicadas a la izquierda, hasta su uso final, que se muestra a la derecha. En el diagrama también se indica la energía que efectivamente va a los servicios y la que se pierde por distintos tipos de ineficiencia (Rejected Energy). En el caso del petróleo, se observa que un 52,7% se emplea en transporte. Sin embargo, la fracción de energía útil que va a las ruedas es en promedio del 20% en el nivel mundial<sup>3</sup>.

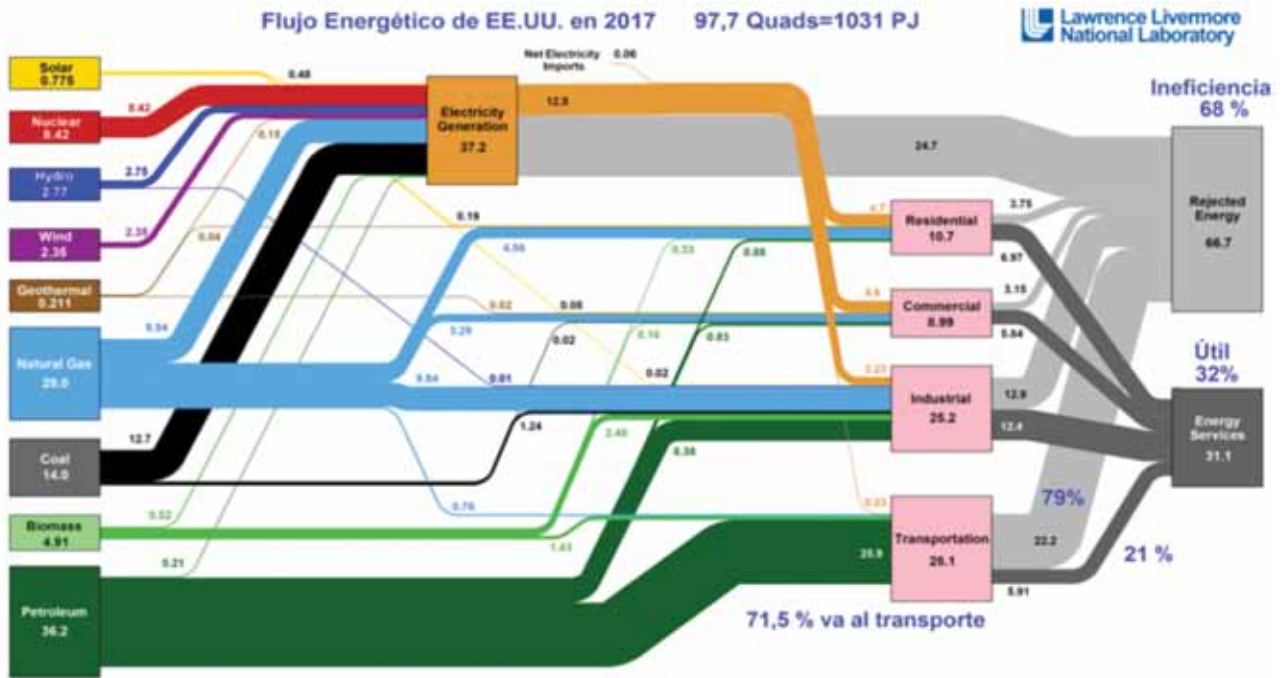


Figura 2. Diagrama de flujo de la energía en los Estados Unidos para 2017. Desde las fuentes de energía primaria, indicadas a la izquierda, hasta su uso final, que se muestra a la derecha. En el diagrama también se indica la energía que efectivamente va a los servicios y la que se pierde por distintos tipos de ineficiencia (Rejected Energy). En el caso del petróleo, se observa que un 71,5% se emplea en transporte en este país. Sin embargo, la fracción de energía útil que va a las ruedas es en promedio del 21%<sup>3</sup>.

tecnologías de extracción, fractura hidráulica (“fracking”), están haciendo que la producción de gas natural no convencional tanto en los Estados Unidos como en la Argentina y otros países, esté aumentando en forma significativa, con perspectivas muy optimistas para el futuro, por lo que es previsible que el gas natural seguirá teniendo un papel substancial en la matriz energética.

Por otra parte, hay evidencias de que el calentamiento global tiene causas antropogénicas. Se estima que el 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son

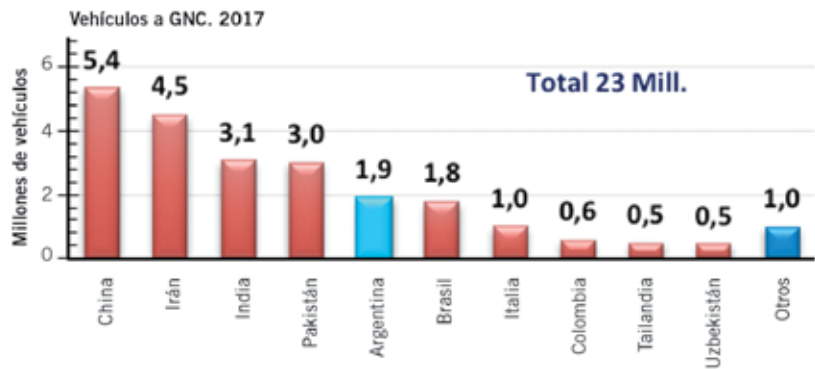


Figura 4. Parque de vehículos livianos impulsados a GNC (NGV) en el mundo<sup>7</sup>.

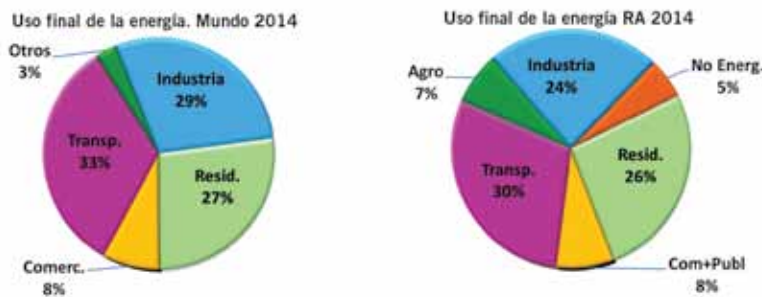


Figura 3. Distribución de la energía secundaria en el mundo y en la Argentina entre sus distintos usos, correspondiente al año 2014. Aquí Com+Publ se refiere a la energía usada en actividades comerciales y públicas, No Energ. se refiere a los insumos energéticos que se usan como materia prima para fabricación de productos (plásticos, fertilizantes, etc.), Industria se refiere al uso industrial de la energía, Resid. al uso residencial y Agro indica el uso de energía en actividades agropecuarias. El transporte (Transp.) capta tanto en el mundo como en la Argentina, cerca de 1/3 del consumo<sup>5, 6</sup>.

consecuencia del uso de combustibles fósiles<sup>10</sup>. Es prudente e imperioso que se disminuyan las emisiones de GEI. En nivel internacional, cerca del 15% de las emisiones de GEI son producidas por el transporte.

El uso racional y eficiente de la energía (UREE) y el aprovechamiento de las energías renovables son claramente componentes importantes en la búsqueda de soluciones a los desafíos energéticos del presente y del futuro. Su objetivo es lograr los niveles de confort deseables, usando los mínimos recursos energéticos posibles, sobre todo los derivados de combustibles fósiles y



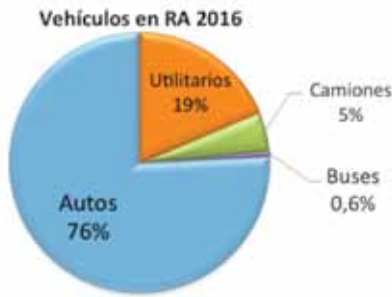


Figura 5. Parque automotor en la Argentina en 2016. Los automóviles de pasajeros (autos) constituyen aproximadamente el 76% del parque automotor. Utilitarios se refiere a vehículos tipo furgones o pick-ups usadas para el transporte liviano. Camiones se refiere a los vehículos utilizados para el transporte de carga y buses hace referencia a autobuses para el transporte de pasajeros<sup>11</sup>.

mitigar las emisiones de GEI. Este estudio se restringe al caso del UREE aplicado al transporte, con especial foco en vehículos pequeños y medianos, es decir, automóviles que representan aproximadamente el 76% del parque nacional (Figura 5). Los valores numéricos, indicados en este trabajo, son aproximados y sirven para indicar el orden de magnitud de las cantidades de energía involucradas.

## Eficiencia energética de vehículos

No toda la energía de los combustibles que se carga a un vehículo llega a las ruedas. Gran parte de ella se pierde en fricción y calor. Las pérdidas de energía de un vehículo se pueden clasificar en dos categorías: las pérdidas en ruta y las pérdidas de conversión. Las primeras están presentes en todo tipo de vehículos, independientemente del tipo de tecnología que use, mientras que las segundas dependen de cómo sea el motor: VCI a gasolina, diésel, eléctrico, etc.

**Pérdida de energía en ruta:** todos los vehículos, independientemente de su tipo, tienen pérdidas de energía al circular por la ruta, que incluye: a) la fricción del aire, b) la fricción mecánica (rodamientos, ejes, transmisión, frenado, etc.) y c) la resistencia de rodadura de las ruedas. La pérdida de energía por unidad de distancia recorrida, debido a la fricción con el aire, aumenta con el cubo de la velocidad del vehículo ( $\approx v^3$ ), mientras que las otras pérdidas son casi independientes de la velocidad.

Las pérdidas por fricción con el aire pueden reducirse con un diseño aerodinámico adecuado. Asimismo, con neumáticos de baja resistencia de rodadura y con la presión adecuada, se pueden reducir las pérdidas de energía en rodaduras y neumáticos. Las pérdidas mecánicas se pueden reducir mediante el diseño de frenos, cojinetes y otros componentes giratorios de menor fricción. Un factor muy importante en la eficiencia es el peso del vehículo mismo. Al disminuir el peso, se reduce la potencia necesaria para impulsarlo, por lo que el tamaño del motor se reduce, tanto en potencia como en peso. Un menor peso a su vez disminuye las pérdidas de energía en los frenados, ya que la energía cinética es proporcional a la masa del vehículo. Además, un vehículo liviano requiere un motor de potencia menor, que a su vez consume menos combustible. Por lo tanto, hay una gran ventaja en hacer el vehículo lo más ligero posible. Otra pérdida importante de energía en los vehículos se produce en las detenciones periódicas por frenado. En los vehículos convencionales, al frenar, toda esta energía cinética se pierde. En los nuevos vehículos híbridos o eléctricos, se utilizan frenos regenerativos<sup>12</sup>. En este caso, parte de la energía cinética del automóvil se usa para cargar las bate-

rias, de modo que no toda la energía del vehículo se pierda en las paradas. Las pérdidas de energía en la ruta, están presentes en todo tipo de vehículo, VCI, híbridos y eléctricos, etcétera.

**Pérdida de energía de conversión:** se refiere a la eficiencia con que el motor del vehículo transforma la energía de los combustibles, o aquella acumulada en la batería en energía mecánica. En el caso de los motores eléctricos, esta transformación es muy eficiente, en general del orden del 80% al 90%. Por otra parte, en los motores de combustión interna, esta transformación está limitada por el segundo principio de la termodinámica. La eficiencia de conversión aumenta al subir la temperatura del motor y disminuir la de los gases de escape. Pero la resistencia de los materiales limita la máxima temperatura del motor y la temperatura ambiente pone una restricción a la temperatura de los gases de salida. Algunos motores diésel de automóviles compactos tienen eficiencias de conversión inferior al 40% y en los vehículos que usan gasolina, esta eficiencia es inferior al 30%. De este modo en los vehículos con motores de combustión interna, entre el 60% y el 70% de la energía de los combustibles se disipa en forma de calor. El resto (40% o 30%) se utiliza en proveer la energía mecánica necesaria para suplir las pérdidas en ruta. Sin embargo, como se verá seguidamente, estas pérdidas de energía son solo una parte de la energía necesaria para movilizar un vehículo. Así, cuando se dice que el rendimiento de un vehículo es de 15 km/l, se hace referencia a la eficiencia del tanque a la rueda o *Tank to Wheel* (T2W), ya que no se consideran los procesos que tienen lugar desde que se extrae el combustible (petróleo) hasta que llega el combustible (gasolina) al tanque (Figura 6).

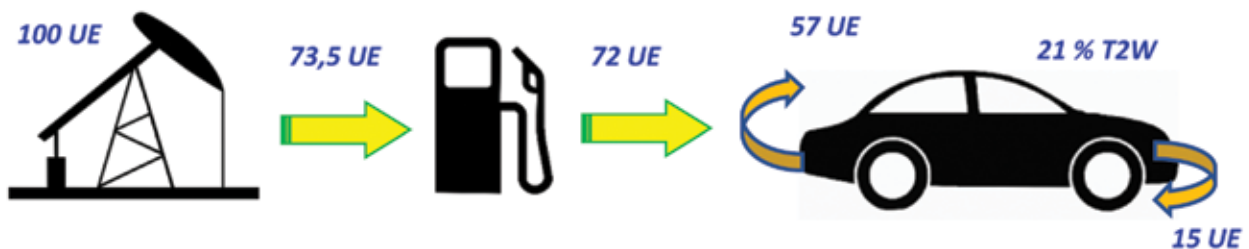


Figura 6. Diagrama esquemático de las pérdidas de energía en las distintas etapas desde el pozo a la rueda (*well to wheel*). En un vehículo típico de combustión interna a gasolina, la eficiencia del tanque a la rueda es del 21%. Como se ilustra, cerca del 79% de la energía del combustible se pierde en la conversión. UE significa unidades energéticas. Los valores indicados son solo ilustrativos de una situación real.



Figura 7. Esquema ilustrativo de los conceptos de eficiencia del Pozo a la Rueda (*Well-to-wheel*), Pozo al Surtidor y Surtidor a la Rueda. La diferencia entre Tanque a la Rueda y Surtidor a la Rueda es mínima y está asociada al gasto de energía del bombeo del surtidor al tanque<sup>13</sup>.

## Eficiencia del pozo a la rueda

El concepto de eficiencia del *pozo a la rueda* o *well-to-wheel* (*W2W*) toma en cuenta todas las transformaciones que un dado insumo de energía primaria sufre desde que se extrae de la naturaleza, es decir, el "Pozo" (*well*) hasta que llega al tanque o batería eléctrica (*tank*). También incluye la eficiencia desde que se carga de combustible el tanque o de electricidad la batería, hasta que se transforma en energía mecánica, es decir, la "Rueda" (*wheel*), para recorrer una dada distancia. Así la eficiencia y el consumo de *well to wheel* se puede separar en dos partes: *well-to-pump* (*W2P*) y *tank-to-wheel* (*T2W*). La primera etapa, *W2P*, incluye los gastos energéticos de la extracción de petróleo o gas, el transporte, la distribución, el procesamiento y la entrega de combustible al surtidor o toma corriente (*Pump*). El concepto de *tank-to-wheel* hace referencia a la eficiencia de conversión del vehículo propiamente dicho, desde que se carga de combustible hasta que este se transforma en energía mecánica. Este último concepto, es el que se utiliza cuando se especifica el rendimiento de un vehículo con los kilómetros recorridos con un litro de combustible, es decir, los km/l o km/kWh. Así, cuando se expresa que un automóvil tiene un rendimiento de 15 km/l, se hace referencia al consumo del tanque a la rueda o *tank-to-wheel*. En la figura 7 se ilustran estos conceptos:

Sin embargo, para obtener un litro

de gasolina, cuyo poder calorífico es de aproximadamente 8232 kcal/l (o 34,5 MJ/l), es necesario tener en cuenta la eficiencia de transporte del petróleo a la refinería (~ 92%), la eficiencia de refinamiento (~ 85%) y la de distribución de la gasolina (~ 94%). Por lo tanto, la eficiencia del pozo al surtidor o *W2P* de la gasolina es del orden de ~73,5% (=100x0,92x0,85x0,94). De modo que el consumo *W2W* para el ejemplo considerado resulta 15 km/l / (34,5 / 0,735) MJ/l » 0,32 km/MJ, o también se puede decir que este auto tiene un consumo de 3,12 MJ/km. Por otro lado, por cada litro de gasolina, se emite aproximadamente 2,3 kg de CO<sub>2</sub>, de modo que las emisiones *W2W* por kilómetro son » 215g (CO<sub>2</sub>)/km.

En el caso de vehículos eléctricos, la eficiencia *T2W* es en general del orden del 90%<sup>13</sup>; sin embargo, la generación eléctrica de origen térmico en centrales de ciclo combinado, tiene una eficiencia del 58%, a esto hay que agregar la eficiencia del transporte de gas (~ 95%), la eficiencia de distribución eléctrica (~ 88%) y la eficiencia de carga de la batería (~ 95%). De este modo, la eficiencia *W2W* de un auto eléctrico alimentado con electricidad de origen térmico con combustible de gas, es del orden de » 37% (=100x0,8x0,58x0,95x0,88x0,95). Además, hay que tener en cuenta que en promedio en la Argentina por cada kWh se genera 0,343 kg de CO<sub>2</sub><sup>14</sup>. En un análisis *well-to-wheel* estas características de la generación eléctrica deben ser incluidas para comparar distintas tecnologías, por lo que las

emisiones de un vehículo eléctrico en la Argentina resultan » 45g (CO<sub>2</sub>)/km.

También se usa el concepto de eficiencia *well-to-wheel* en forma porcentual. Se refiere a la proporción de energía de un dado combustible primario que finalmente se convierte en energía útil al final de la cadena (Figuras 6 y 7). Por su parte el consumo *well-to-wheel* se define como el contenido de energía primaria que se necesita para recorrer 1 km y se expresa en MJ/km, aunque también puede usarse la inversa, es decir km/MJ. Desde luego, en la energía se deben contabilizar todos los procesos del combustible primario necesarios para que finalmente el vehículo recorra 1 km. En el caso de un vehículo convencional a gasolina, con una eficiencia *T2W* del 21%, resulta que su eficiencia *W2W* es del orden del 15% (21% x 71,5%). Si se tiene en cuenta que frecuentemente los vehículos tienen masas entre 15 a 20 veces la de sus pasajeros, resulta que un automóvil que transporta una sola persona tiene una eficiencia energética para trasladar la carga útil (pasajero) inferior al 1%.

El concepto de *well-to-wheel* fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Argonne de los Estados Unidos<sup>15</sup>. Es muy útil para evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por diversos medios de transporte. Es interesante señalar, que un concepto más abarcativo para contabilizar el impacto ambiental, emisiones de CO<sub>2</sub> y consumo de energía es el análisis del ciclo de vida de un producto, en este caso el vehí-

culo, teniendo en cuenta la energía y las emisiones usadas para transformar la materia prima en el producto final (automóvil), su consumo durante su ciclo de vida *well-to-wheel* y finalmente la energía y emisiones producidas en el reciclado y deposición del mismo. Esta metodología usada en el estudio del ciclo de vida de un producto se conoce como análisis de cuna-a-la-tumba o ciclo *cradle-to-grave*. En el caso de los vehículos livianos, no hay estudios extensivos ni homologados, pero se estima que entre el 25% al 30% de la energía total que usa un automóvil en su vida útil (» 150.000 km) se emplea en su fabricación. En este trabajo, solo se hace referencia al ciclo *well-to-wheel*.

## Vehículos a GNC y gasolina

En la Argentina hay una ventaja económica muy evidente en el uso de gas natural comprimido (GNC) como combustible por su bajo costo respecto de la gasolina. El gas natural, tiene un poder calorífico superior (PCS) de 9300 kcal/m<sup>3</sup> mientras que el PCS de la gasolina es de 8242 kcal/l. De modo que 1 m<sup>3</sup> de GNC equivale energéticamente a 1,13 litros de gasolina. Por otra parte, el precio del GNC es de aproximadamente 13\$/m<sup>3</sup>, equivalente a 13 U\$S/Millón de BTU y el de la gasolina súper es de 30 \$/l, equivalente a 32 U\$S/Millón de BTU, es decir la gasolina es casi 3 veces más cara que el gas natural en el mercado nacional. Por lo tanto, en términos del costo de combustibles, para recorrer la misma distancia, el GNC es alrededor de tres veces más económico que la gasolina en la Argentina. Esto es así, ya que el m<sup>3</sup> de GNC cuesta algo menos que la mitad que el litro de gasolina, pero tiene más energía (mayor poder calorífico) que esta. Por otra parte, dado que las emisiones del GN (1951 g(CO<sub>2</sub>)/m<sup>3</sup>) son menores que la de la



gasolina (2370g(CO<sub>2</sub>)/l), hay una considerable mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) usando vehículos a GNC.

Si bien la inversión inicial para instalar el equipo completo para GNC es del orden de los USD1200 para tecnologías de quinta generación, recorriendo unos 15.000 km al año, dicha inversión se amortiza en aproximadamente dos años. Se puede señalar como desventajas, la pérdida de espacio en el baúl (para instalar el o los cilindros contenedores del GNC), y el hecho de que, en ciertas ocasiones, es necesario reforzar la suspensión del vehículo. También hay otros gastos menores asociados a las revisiones periódicas: por normativa es obligatorio realizar pruebas hidráulicas quinquenales de los cilindros y anualmente se debe realizar una inspección completa del funcionamiento del equipo (la habilitación se consigna mediante una oblea adherida al parabrisas) (\$500). En promedio estos gastos equivalen a unos \$1200/año, aproximadamente USD42/año.

Lo que se desea analizar aquí es el posible ahorro energético y la mitigación de emisiones de GEI, utilizando la eficiencia pozo a rueda o *well-to-wheel*. En la tabla 1, se observa que

la eficiencia W2W de los vehículos a GNC es aproximadamente un 25% mejor que la de los mismos vehículos cuando ellos funcionan a gasolina (cuya eficiencia de *tank-to-wheel* la suponemos en 20%), la diferencia, como se mencionó, está asociada al hecho que la gasolina requiere de refinamiento y la eficiencia de transporte y de distribución es menor que para el caso del gas natural. La relación de emisiones W2W es de 1,72.

Debido en parte al mayor poder calorífico de 1 m<sup>3</sup> de gas natural, comparado con un litro de gasolina, un vehículo con un consumo de tanque-rueda de 15 km/l de gasolina, tendría un consumo *tank-to-wheel* de 16,9 km/m<sup>3</sup> de GNC. El correspondiente consumo W2W sería, según los datos de la Tabla 1, 16,9 x(0,95x0,97) = 15,6 km/m<sup>3</sup>, o sea 0,40 km/MJ o 2,49 MJ/km. Por otro lado, por cada m<sup>3</sup> de gas natural, se emiten 1,95kg (CO<sub>2</sub>). Así se tiene que las emisiones por cada km son (1 /15,6 km/m<sup>3</sup>) x 1950 g(CO<sub>2</sub>)/m<sup>3</sup>=125 g(CO<sub>2</sub>)/km.

Los datos de la tabla 1 son muy elocuentes en cuanto a la conveniencia de utilizar gas natural, este no solo es un combustible más económico, sino que la eficiencia W2W es del orden del 25% mejor que la gasolina y

### Eficiencia de los vehículos convencionales a GNC

Eficiencia del transporte de gas	97%
Eficiencia de distribución del gas:	95%
Eficiencia de un motor Combustión Interna	20%
Eficiencia total vehículos con motor de Combustión Interna a GNC	18%
Eficiencia W2W (MJ/km):	2,49
Emisiones de CO <sub>2</sub> [g(CO <sub>2</sub> )/km]	125
Relación eficiencia W2W vehículos a GNC respecto de uno a gasolina	1,25
Relación costo de combustibles	2,42

### Eficiencia de los vehículos convencionales a Gasolina

Eficiencia del transporte de petróleo	92%
Eficiencia de refinamiento de combustible:	85%
Eficiencia de la distribución y el transporte de combustible (gasolina)	94%
Eficiencia de un motor de Combustión Interna	20%
Eficiencia total vehículos con motor de Combustión Interna a gasolina	15%
Eficiencia W2W (MJ/km):	3,12
Emisiones de CO <sub>2</sub> [g(CO <sub>2</sub> )/km]	215
Mitigación emisiones (GEI) de vehículos convencionales a gasolina respecto uno a GNC	1,72

Tabla 1. Comparación de eficiencias de un mismo vehículo impulsado a GNC y a gasolina.

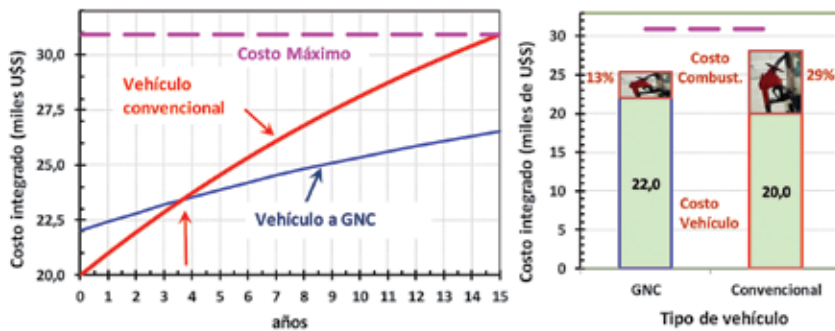


Figura 8. Comparación de los costos de vehículo y combustible para un vehículo de combustión interna, operando a gasolina (convencional) y el mismo convertido a GNC. A la izquierda se observa que con un uso de 15.000 km/año, a los costos indicados, en 3,5 años se recupera la inversión del equipo de GNC. A la derecha se muestra en cada caso el costo del vehículo y combustible usado a lo largo de 10 años, actualizados al valor presente con una TIR=10%. Si los kilómetros recorridos anualmente fuesen el doble, el tiempo de recupero se reduce a 1,5 años.

sus emisiones de GEI son del orden del 80% menores que las del mismo vehículo si funciona con gasolina. Esta conclusión vale para todos los vehículos de combustión interna, incluso el transporte de pasajeros. De ello se desprende que considerar la posibilidad de incentivar un desarrollo de autobuses a GNC sería una alternativa interesante de analizar, aun teniendo que importar gas a un precio de 7,6 U\$S/M\_BTU. De hecho, en varios países de Europa y del mundo se usan autobuses a GNC. El precio de la gasolina actualmente equivale a 32 U\$S/M\_BTU (incluyendo impuestos).

Por último, el costo integrado de usar un vehículo depende del costo del vehículo mismo, más el costo del combustible. Suponiendo un uso de 15.000 km/año y una tasa interna de retorno (TIR) del 10%, se puede reducir el costo del combustible a lo largo de su vida a valores presentes. Partiendo de un vehículo cuyo costo inicial se supone que es de USD20.000, con los costos de combustibles y equipo de conversión a GNC indicados antes, los resultados de amortización se muestran en la figura 8. En 3,3 años se recupera el costo de la inversión del equipo para GNC y en 10 años el ahorro acumulado por convertir el vehículo a GNC es de USD2800. Si se recorre el doble de kilometraje, el tiempo de amortización se reduce a 1,5 años y el ahorro al cabo de diez años es de USD7500. La figura 9 indica además un hecho interesante, suponiendo que el tiempo de amortización completo de un automóvil es 15 años, el costo del automóvil convencional, más el combustible usado a lo largo de 15 años, reducidos a

valores presentes se lo denota como *costo máximo* y se lo representa por la línea horizontal de trazos rosa en la figura 9. Si se supone que existiese un vehículo que no tuviese gasto de combustible, algo totalmente hipotético, el máximo costo adicional no tendría que superar el *costo máximo*, en este caso USD31.000, para ser redituable económicamente su elección. Esto significa que, si se diseña ese vehículo hipotético, que no tuviese gasto de combustible, a precio de combustibles como los actuales, para que desde el punto de vista microeconómico su elección fuese conveniente para el usuario, su valor no debería superar 11 mil U\$S del valor de su equivalente convencional.

En el nivel internacional, los precios de gas han estado tradicionalmente ligados al precio del petróleo. Cuando los precios del petróleo aumentaban o bajaban, los precios del gas lo acompañaban. Sin embargo, en

los últimos años, debido en parte a la expansión de la producción de gas natural, se ha generado un excedente de gas en el mundo resultante de la explotación de recursos no convencionales (*shale gas & tight gas*), que produjo un desacople del precio del gas del de petróleo. Si a esto se agrega el hecho de que el petróleo, para ser utilizado como combustible necesita ser refinado, proceso en el que se pierde una fracción cercana al 15-20% de la energía, más el costo de distribución de los combustibles, hace que el gas natural sea económicamente más ventajoso que los combustibles líquidos. La relación entre el costo de la misma cantidad de energía en forma de gasolina a gas natural comprimido es internacionalmente de 2 o 3. Esta relación entre los precios de gas y gasolina también se observa en la Argentina, como se señaló previamente.

## Vehículos Híbridos Eléctricos (HEV)

Los vehículos híbridos eléctricos (HEV) son quizás los más conocidos de la nueva generación de vehículos eficientes en el mercado actual. Ellos cuentan con un motor de combustión interna (CI) eficiente y un motor/generador eléctrico complementario. El motor de CI, que usa como combustible la gasolina, genera tracción y también carga la batería. De este modo es posible recorrer varios kilómetros en estos vehículos usando el motor eléctrico solamente. Además, el motor eléctrico complementa al de CI en la tracción, cuando se requiere potencia

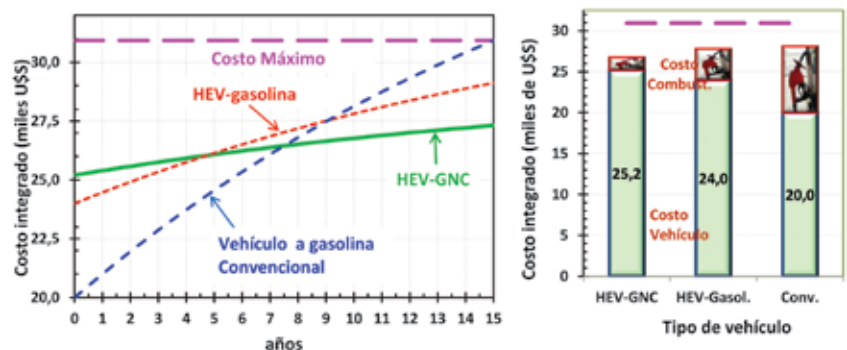


Figura 9. Panel izquierdo: comparación del costo un vehículo híbrido (HEV) a gasolina (línea de puntos roja) y a HEV-GNC (línea verde). También se indica en línea de trazos azul el caso de un vehículo convencional a gasolina. Se incluye el costo del combustible necesario para recorrer 15.000 km al año. Se supone que el costo del vehículo convencional es de USD20.000 y del HEV a gasolina es de USD24.000. Por otra parte, en el caso del HEV-GNC, se incluye el costo del equipo de GNC a un precio de USD1200. Se ve que el costo del equipo de GNC se amortiza a los 4,5 años con el ahorro de combustible. En el panel derecho se muestran los costos acumulados al cabo de 10 años. Como se observa, la opción más conveniente es la del HEV-GNC.

adicional. De este modo se logra que el motor de CI tenga una potencia nominal menor de la que sería necesaria si la potencia dependiera de este motor. Algunos modelos tienen un motor eléctrico que acciona las ruedas traseras, que permite tener tracción en las cuatro ruedas y que además pueden aportar más economía y potencia en su desplazamiento. Asimismo, muchos modelos cuentan con frenos regenerativos, con lo cual, parte de la energía cinética del vehículo, en momentos de frenado, pase parcialmente a la batería. De este modo se mejora la eficiencia general del vehículo.

**Ventajas:** los híbridos ya están en el mercado desde hace más de una década, por lo que su tecnología está madura. También hay una creciente selección de modelos en venta, incluyendo las variantes de alto rendimiento. El combustible que usan, en general, es gasolina, de modo que la infraestructura de carga ya está disponible. Su manejo es similar a la de un automóvil con caja de cambios automática. A modo de comparación de consumo, se toma como referencia el Toyota Corola (convencional) y el Toyota Prius (híbrido) que tienen dimensiones similares. Mientras el primero tiene un consumo (suponiendo 50% en ciudad y 50% en ruta) de 15 km/l, el segundo tiene bajo las mismas condiciones, un rendimiento de 32 km/l, o sea un rendimiento del 113% mejor que un vehículo convencional.

**Desventajas:** la tecnología sigue siendo cara, los costos de estos vehículos en los Estados Unidos son del orden de unos USD5000 más caros que los convencionales, así por ejemplo mientras un vehículo convencional cuesta en los Estados Unidos unos USD20.000 y su versión equivalente híbrida (HEV) cuesta unos USD25.000±2. Muchos estados de los Estados Unidos y el Gobierno federal de ese país ofrecen bonos (*rebates*) y descuento de impuestos que varían entre unos USD2000 a 4000, según la política de cada estado. Con estas medidas se estimula la difusión de estos modelos de automóviles. Su ventaja es disminuir las emisiones CO<sub>2</sub> y la contaminación en las ciudades. Ejemplo de este tipo de vehículos son Toyota Prius, Peugeot 3008 Hybrid y Ford Fusion Hybrid.

El ejercicio que se realiza aquí, y que aún no está implementado en el mercado, es analizar el caso de un vehículo híbrido convertido a GNC (HEV-GNC) y suponer que el combustible que alimenta el vehículo híbrido es gas natural comprimido. Siguiendo las mismas ideas desarrolladas en la sección anterior, los costos de estos vehículos comparados con los convencionales y HEV a gasolina se ilustran en la figura 9.

En los HEV-GNC el sobrecosto del equipo de GNC se amortiza con el ahorro de combustible en 4,5 años para un recorrido de 15.000 km/año. Comparado con un vehículo convencional a gasolina (VCI), la amortización del HEV-GNC, ocurre a los 7,5 años, un año antes que la versión de HEV a gasolina. Los HEV a GNC, además de ser la opción más económica al cabo de 10 años, sus emisiones de GEI son 40% inferiores a los HEV a gasolina; su eficiencia pozo a rueda es 15% mejor. En la tabla 2 se resumen las características de todos los vehículos analizados en este trabajo.

## Vehículos Eléctricos a Baterías (BEV)

Una tecnología que ha tenido un gran desarrollo en los últimos años es la de los vehículos eléctricos. Muchas veces a estos vehículos se los llama de emisión cero, pero esta no es una denominación adecuada, ya que la generación eléctrica rara vez es de emisión cero. Desde luego, la electricidad de las redes eléctricas es la que finalmente carga las baterías. Por ejemplo, en Alemania, que cuenta con un importante parque de energías renovables que aportan el 29,5% de la electricidad, el carbón aún aporta el 40% y el gas natural, el 12% de su electricidad, con una intensidad de emisiones de

567 g(CO<sub>2</sub>)/kWh<sup>16, 17</sup>. En el caso de la Argentina, el aporte de las fuentes fósiles es del 63% principalmente gas natural, con una intensidad de emisiones de 343 g(CO<sub>2</sub>)/kWh.

Para evaluar las eficiencias y emisiones de estos vehículos, es necesario analizar todos los procesos involucrados en la generación de electricidad (eficiencia pozo a tanque o batería, W2T) y luego del tanque/batería a la rueda (T2W). Aquí solo se considera el caso de automóviles.

En la tabla 2 se indicó un conjunto representativo de valores de eficiencias para vehículos híbridos a GNC (HEV-GNC) y eléctricos (BEV). Se observó que tanto los HEV-gasolina, HEV-GNC como los BEV, aportan una notable mejora en la eficiencia de uso de combustibles comparado con los vehículos convencionales a gasolina y una disminución importante de las emisiones de GEI. En particular, en el caso de los BEV la mejora en eficiencia total es del orden de 3 veces respecto de los convencionales a gasolina. Asimismo, las emisiones, con un parque eléctrico como el de la Argentina, serían casi cinco veces menores que la de los vehículos convencionales. Sin embargo, su costo inicial todavía es muy alto (Figura 11).

Para que los beneficios energéticos y medio ambientales puedan concretarse, es necesario considerar los aspectos microeconómicos, ya que la decisión de adoptar estas tecnologías depende de un conjunto de millones de usuarios, que actuarán en promedio siguiendo las leyes económicas. Para el presente análisis es útil comparar el costo de estos vehículos (BEV y HEV) con los convencionales a gasolina. A los costos del mercado internacional actual, un vehículo eléctrico es del orden de USD12 ± 2 mil más caro que un convencional equivalente. Para que los usuarios tengan un es-

Tipo Vehículo	Costo inicial vehículo	Eficiencia W2W [MJ/km]	Emisiones W2W [g(CO <sub>2</sub> )/km]	Costo Combustible [US\$/año]	Mejora Eficiencia	Mejora Emisiones	Eficiencia [km/MJ]
Conv. a gasolina	\$20.000	3,12	215	\$1.053	1,00	1,0	0,320
Conv. a GNC	\$21.200	2,49	125	\$435	1,25	1,7	0,401
HEV-gasolina	\$24.000	1,46	101	\$493	2,13	2,1	0,683
HEV-GNC	\$25.200	1,24	62	\$204	2,53	3,5	0,809
BEV	\$30.000	0,93	44	\$230	3,35	4,9	1,072

Tabla 2. Comparación de eficiencia y emisiones de pozo a rueda para distintos vehículos.

Nota: las emisiones de CO<sub>2</sub> están calculadas suponiendo que la electricidad de los BEV se genera con un parque eléctrico como el prevalente en la Argentina al año 2016<sup>14, 18</sup>.

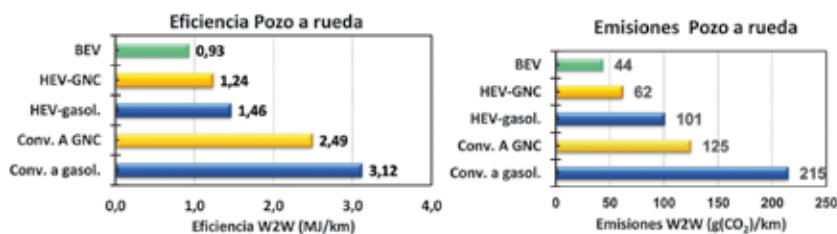


Figura 10. Comparación de la eficiencia (izquierda) y emisiones (derecha) pozo a rueda para distintos tipos de vehículos livianos.

tímulo económico, que vaya más allá de su afán de disminuir sus emisiones de GEI, es necesario que su costo disminuya o bien implementar alguna herramienta financiera que facilite el acceso, hasta que los vehículos eléctricos producidos en gran escala, por sí solo, tengan un precio competitivo con los convencionales a gasolina.

En la Tabla 2 se compararon las eficiencias W2W para distintos tipos de vehículos<sup>19, 20</sup>. Las tecnologías utilizadas en los BEV están maduras y los vehículos están disponibles en el mercado internacional. Sin embargo, además de los altos costos iniciales, otra barrera importante es la infraestructura de carga de las baterías que toma varias horas, y no existe en el país una infraestructura suficiente. Además, el sistema eléctrico argentino es aun altamente deficiente, sin capacidad de satisfacer la demanda actual.

Una ventaja importante de los vehículos eléctricos es que se pueden alimentar de cualquier tipo de fuente eléctrica. Así, si se generara electricidad a través de recursos renovables, como centrales hidroeléctricas, generadores eólicos, celdas solares fotovoltaicas, entre otras, las emisiones de CO<sub>2</sub> automáticamente se reducirían concomitantemente. De igual modo, si se genera electricidad en centrales de ciclo combinado, o se utiliza cogeneración, las eficiencias indicadas en la tabla 2 mejorarían como también sus correspondientes emisiones. Los valores de emisión indicados en la tabla 2 corresponden al caso en que se genere electricidad con el parque eléctrico prevalente en la Argentina al 2016.

Otra ventaja de los BEV es que sus baterías actúan como un acumulador de energía. Durante las horas en que la red eléctrica tiene menos demanda, como en la noche o los fines de semana, se pueden generar estímulos tarifarios para que se carguen las baterías. Así los BEV actuarían como una especie de *peak shaving* que mejoraría

la eficiencia y el factor de carga de las redes de distribución eléctrica, de hecho, los dispositivos para automatizar esta operación son un componente estándar en estos vehículos. Asimismo, grandes playas de estacionamiento, como las de *shoppings*, escuelas, universidades, etc. podrían contar con techos que consisten en paneles solares fotovoltaicos, que cargarían las baterías de los autos mientras están estacionados, generando una interesante posibilidad para el desarrollo de redes inteligentes (Smart Grids) para estos fines.

Dado que los vehículos híbridos ya están en el mercado, una alternativa particularmente interesante para la Argentina, que cuenta con una amplia red de estaciones de servicio de GNC, es convertir los vehículos híbridos a GNC. No solo reducirían la demanda de combustibles líquidos, que son caros y escasos, sino que la eficiencia W2W aumentaría en un factor de 2,5 y las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirían en un factor de 3,5. Esta es una innovación que paradójicamente no está en el mercado. Otra ventaja de la tecnología HEV-GNC es que la infraestructura de conversión está muy desarrollada en el país, existe una importante red de empresas nacionales dedicada a fabricar e instalar equipos de GNC. Además, la red de distribución de gas y de estaciones de servicio de GNC ya está instalada y madura. Por último, pero no menos importante, es que los tiempos de carga del GNC son mucho más rápidos que la carga de baterías. Teniendo en cuenta los costos e infraestructura existente, *la alternativa HEV-GNC debería estimularse en la Argentina*. Como muestra la tabla 2 y la figura 11, la eficiencia W2W y las emisiones de CO<sub>2</sub> mejorarían notablemente, con una inversión mucho menor que con vehículos eléctricos. Además, la mayor demanda de gas aseguraría el desarrollo de la producción de gas no convencional, ge-

nerando una demanda no estacional, que se mantiene constante a lo largo de todo el año<sup>21, 22</sup>.

## Conclusión

En este estudio se realizó un análisis comparativo de eficiencia y emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos livianos en la Argentina. De este trabajo surge que los vehículos eléctricos a baterías (BEV) son una alternativa muy atractiva. Sin embargo, los costos iniciales son elevados, la infraestructura de carga de las baterías toma varias horas y no existe en el país infraestructura suficiente. Además, el sistema eléctrico argentino es altamente deficiente, sin capacidad para satisfacer la demanda actual.

En el corto plazo, el uso de vehículos convencionales a GNC es una opción válida, muy interesante y además más económica que el vehículo eléctrico. Su eficiencia del pozo a la rueda (*well-to-wheel* o W2W) es casi 25% mejor que los convencionales a gasolina y sus emisiones de CO<sub>2</sub> son del 73% menores que los vehículos convencionales a gasolina. Dada la mayor eficiencia energética y menores emisiones de CO<sub>2</sub> del gas natural respecto de la gasolina, sería conveniente en el corto y mediano plazo, explorar la posibilidad de usar GNC no solo en el transporte público (autobuses), sino también en automóviles híbridos a GNC (HEV-GNC).

Este análisis indica que, con vehículos eléctricos a batería, BEV, la eficiencia W2W mejoraría en un factor de 3,4 y las emisiones de GEI podrían disminuir en un factor del orden de 4,9 respecto de los vehículos convencionales a gasolina; con la actual matriz de generación eléctrica argentina. Para el caso de los vehículos híbridos a GNC (HEV-GNC), la eficiencia W2W mejoraría en un factor de 2,5 y las emisiones de GEI podrían disminuir en un factor del orden de 3,5, respecto al parque automotor convencional. Por lo tanto, sería conveniente considerar la adopción de una política que, a mediano plazo, incentive el uso de vehículos eléctricos con baterías (BEV) y vehículos híbridos a GNC.

En particular, debería ser analizada cuidadosamente la posibilidad promover al gas natural comprimido (GNC) como combustible alternativo en los vehículos tanto híbridos como convencionales, ya que sus emisiones

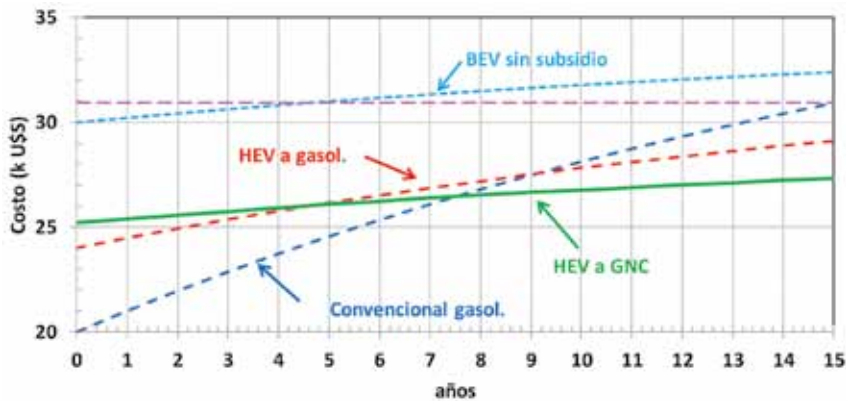


Figura 11. Comparación del costo un vehículo eléctrico (BEV) en línea de puntos celeste, con convencional a gasolina (curva de trazos azul), HEV a gasolina (curva de trazos roja) y HEV a GNC (curva continua verde), suponiendo un recorrido anual de 15.000 km. Se observa que a largo plazo (después de los 7,5 años), los vehículos híbridos a GNC (HEV-GNC) son los más económicos. Para que los vehículos eléctricos sean económicamente convenientes, su costo debería descender por debajo de los USD27.000<sup>18</sup>.

y costo de combustible son ventajas, particularmente en la Argentina. Esto es así al menos por cinco razones: 1) La Argentina tiene importantes recursos de gas, particularmente no-convencional, 2) La red de distribución de GNC está muy extendida en todo el territorio nacional y se cuenta con un importante conocimiento (know-how) en GNC, 3) La eficiencia y las emisiones de CO<sub>2</sub> son considerablemente mejores (Tabla 2), 4) El costo del GNC respecto de las gasolinas es un factor entre 2 y 2,3 más económico y 5) La Argentina cuenta con una industria madura y pujante de GNC. De igual modo, los sistemas de transportes colectivos eléctricos (trolebuses), colectivos híbridos a GNC y trenes a gas natural licuado (GNL) deberían ser analizados cuidadosamente.

En un período de transición el GNC ofrece una alternativa interesante de reducir tanto la demanda de combustibles líquidos como de disminuir las emisiones de GEI. En particular implementar vehículos híbridos a GNC es una alternativa interesante y viable en este momento en la Argentina. No solo reducirían la demanda de combustibles líquidos, que son caros y escasos, sino que la eficiencia W2W mejoraría y las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirían notablemente. En un momento como el actual, en que la Argentina busca nuevos mercados para ubicar la potencial producción de gas no convencional, la alternativa de promover el uso más extenso de GNC puede ser una alternativa de mucho interés, ya que tiene una demanda muy estable a lo largo del año. ■

## Referencias

1. IPCC, "IPCC, 2014. Summary for policymakers, in: climate change 2014", 2014.
2. Min. de Ambiente y Desarrollo Sustentable Argentina, "Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero", Buenos Aires, 2017.
3. Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL), "Energy Flow Charts", 2018. [En línea]. Available: <https://flowcharts.llnl.gov/commodities/energy>. [Último acceso: 2018].
4. The International Association for Natural Gas Vehicles, "The International Association for Natural Gas Vehicles – IANGV <http://www.iangv.org>", 2012.
5. P. Nejat y Otros, "A global review of energy consumption, CO2 emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO2 emitting countries)", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, nº March, pp. 843-862, 2015.
6. M. Gastiarena y Otros, "1. Gas versus Electricidad: Uso de la energía en el sector residencial", *Petrotecnia*, LVI, pp.50-60, abril 2017.
7. NGV Global services the rapidly growing natural gas vehicle (NGV) industry worldwide, 31 5 2018. [En línea]. Available: <http://www.iangv.org/current-ngv-stats>.
8. EIA DOE, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States", <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>, Estados Unidos, 2011, april.
9. American Business Conferences, "Shale Gas in Argentina", <http://www.shale-gas-tight-oil-argentina.com/>, Ameri-

- can Business Conferences, 2013.
10. "IPCC. International Panel on: Climate Change. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation", 2011. [En línea].
11. ADEFA, Asociación de Fábricas de Automotores (ADEFA) agrupa a terminales automotrices que producen automóviles en Argentina, 31 5 2018. [En línea]. Available: <http://www.adefa.org.ar>. [Último acceso: 2018].
12. Wikipedia, "Freno regenerativo", 2018. [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Freno\\_regenerativo](https://es.wikipedia.org/wiki/Freno_regenerativo).
13. S. Curran y Otros, "Well-to-wheel analysis of direct and indirect use of natural gas in passenger vehicle", *Energy*, vol. 75, pp. 194-203, 2014.
14. Dirección de Cambio Climático - SAyDS, "La Huella de Carbono. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, República Argentina". Versión 1.0 (4 de junio de 2008). [www.ambiente.gov.ar/.../030608\\_metodologia\\_huella\\_carbono.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/.../030608_metodologia_huella_carbono.pdf), Buenos Aires, 2008.
15. Center for Life Cycle Analysis (LCA) of Columbia University, "Center for Life Cycle Analysis (LCA) of Columbia University", <http://www.clca.columbia.edu>, NY, 2010.
16. Wikipedia, "Energy in Germany", 2018. [En línea]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Energy\\_in\\_Germany](https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_Germany).
17. A. Moro y Otros, "Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on", *Transportation Research Part D*, p. In Press, 2017.
18. EPA U. S. Department of Energy, "EPA Find and Compare Cars", <http://www.fueleconomy.gov>, 2011.
19. M. Eberhard y M. Tarpenning, "The 21st Century Electric Car", Tesla Motors, 2006.
20. R. Alaez y Otros, "Del Motor de Combustión Interna al Vehículo Eléctrico", <http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/377/95.pdf>, Universidad del país Vasco, 2010.
21. S. Gil, P. Givogri y L. Codeseira, "El Gas Natural en Argentina. Propuestas Período 2015 -2025", Cámara Argentina de la Construcción Argentina - Área de Pensamiento Estratégico, Buenos Aires, 2015.
22. GreenSeat, "Green Seat", <http://greenseat.nl/en/why-travel-green/> y [http://www.formacionporlasostenibilidad.org/Ecologia\\_urbana/mod\\_III.html](http://www.formacionporlasostenibilidad.org/Ecologia_urbana/mod_III.html), 2011.

# Congresos y Jornadas

**2018 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.**

## Los que se fueron

### Cerró con éxito el WGC 2018

La 27ª Conferencia Mundial del Gas (WGC 2018)-el evento más importante del mundo del gas- tuvo lugar en Washington DC entre el 25 y el 29 de junio últimos.

La conferencia contó con una asistencia estimada de 12.000 personas, la presencia de más de 600 presentadores y de 350 expositores. Entre los presentadores se destacaron CEOs; ejecutivos internacionales; el Secretario de Energía de los Estados Unidos, Rick Perry; legisladores internacionales y expositores de más de 40 países. El espacio de exhibición ofreció pabellones con energía sostenible, robótica, automatización y transporte de gas.

“Hay una necesidad crítica de que los participantes en la industria y los responsables de la formulación de políti-



27th WORLD GAS  
CONFERENCE | JUNE 25-29  
WASHINGTON DC | 2018  
IGU

cas colaboren para hacer avanzar el papel del gas natural en la combinación energética mundial. Como la voz global del gas, la IGU busca mejorar la calidad de vida mediante el avance del gas como contribuyente clave para un futuro energético sostenible”, comentó Jay Copan, Director Ejecutivo de WGC 2018.





## Los que vendrán

### 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Del 27 al 30 de agosto de 2018, el Instituto Argentino del petróleo y del Gas realizará el 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, en la ciudad andina de Mendoza.

Bajo el lema “Creatividad e innovación: conductores para una industria de refinación sustentable”, el evento buscará ser un foro donde se aporten e intercambien ideas, experiencias y conocimientos profesionales de la industria de la refinación, por medio de trabajos técnicos, conferen-

cias magistrales y mesas redondas de especialistas.

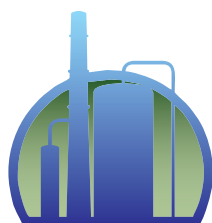
También se expondrán las tecnologías de vanguardia que se utilizan en todo el mundo y que podrían ser aplicables a la región. La intención es enfrentar los nuevos retos generados a partir de los requerimientos de combustibles cada vez más amigables con el ambiente, y de la necesidad cada vez mayor de ser eficientes y sustentables energéticamente.

Entre los temas que se tratarán se encuentran los siguientes:

- Perspectivas de calidad de crudos y desafíos para el parque refinador.
- Excelencia de las operaciones.
- Gestión del conocimiento y capacitación profesional.
- Desafíos en la ejecución de proyectos.
- Excelencia en las operaciones de logística.

El 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación se llevará a cabo en el Hotel Sheraton de Mendoza.

Más información: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/refinacion/](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/refinacion/)



**5° CONGRESO**  
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE  
**REFINACIÓN**  
Creatividad e innovación: conductores para  
una industria de refinación sustentable

## 5ª Jornada de Recuperación Mejorada de Petr6leo



Del 12 al 13 de septiembre pr6ximos tendr1 lugar en la Ciudad Aut6noma de Buenos Aires la 5ª Jornada de Recuperaci6n Mejorada de Petr6leo-EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Con ella, la Comisi6n de Producci6n y Desarrollo de Reservas del IAPG busca poner en relieve la importancia de los campos maduros en la matriz hidrocarburi6fera de la Argentina, as1 como de los esfuerzos por incrementar al m1ximo la extracci6n.

En ese marco, la recuperaci6n asistida es una herramienta crucial que va ganando en eficiencia y en complejidad. Esto se demostrar1 en el evento que est1 orientado a optimizar la producci6n y a reponer reservas junto a las principales empresas y expositores que compartir1n sus lecciones aprendidas dentro y fuera del pa1s y sus conocimientos sobre las futuras tecnolog1as para profundizar esta especializaci6n.

Se espera lograr este objetivo a trav6s de la presentaci6n de trabajos t6cnicos, de mesas redondas y de un espacio de discusi6n de pares, abordando un temario que abarca todos los aspectos que hacen a la recuperaci6n mejorada.

El evento est1 dirigido a ingenieros de producci6n, reservorios, perforaci6n y terminaci6n, operaciones y de proyectos; as1 como a geocientistas y profesionales de planificaci6n, gesti6n de reservas, proveedores de materiales y servicios, desarrolladores, expertos de laboratorio y a especialistas en herramientas de *software*.

M1s informaci6n: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/eor/](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/eor/)

## 1º Jornada de Almacenamiento de Gas

El 26 de septiembre de 2018 tendr1 lugar en la Ciudad Aut6noma de Buenos Aires el encuentro a trav6s del cual la Comisi6n de Producci6n y Desarrollo de Reservas del IAPG busca poner en relieve la importancia de los proyectos de almacenamiento de gas en el futuro inmediato con el objetivo de optimizar su producci6n y utilizaci6n.

En ese marco, tanto el Almacenamiento Subterr1neo de Gas Natural como su forma de Almacenamiento Criog6nico son t6cnicas que, por su eficiencia, logran maximizar la producci6n de gas, as1 como optimizar su utilizaci6n en el mercado residencial, industrial y generaci6n t6rmica.

En esta Jornada se pretende, junto a las principales empresas y expositores participantes, recorrer experiencias



dentro y fuera del pa1s; as1 como generar un intercambio de conocimiento sobre las tecnolog1as necesarias para incursionar en esta especializaci6n.

Se espera lograr este objetivo a trav6s de la presentaci6n de trabajos t6cnicos, de mesas redondas y de un espacio de discusi6n de pares, abordando un temario que abarca todos los aspectos que hacen al Almacenamiento de Gas Natural y GNL.

El evento est1 dirigido a profesionales vinculados a la exploraci6n, la producci6n, el transporte, el tratamiento, la distribuci6n y la comercializaci6n de gas y a todos los profesionales que forman parte de los campos referidos.

M1s informaci6n: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/Almacenamiento/index.html](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/Almacenamiento/index.html)

## Llega la Rio Oil & Gas 2018



Bajo el lema "Transformando desaf1os en oportunidades", tendr1 lugar del 24 al 27 de septiembre pr6ximos la Expo Rio Oil & Gas 2018, en la ciudad brasile1a de R1o de Janeiro.

El lema sintetiza el escenario de reanudaci6n de la industria, con la recuperaci6n de los precios del petr6leo y nuevas ventas de 1reas previstas para 2018 y 2019. A trav6s del congreso, de la exposici6n y de los eventos paralelos, se discutir1n las perspectivas y los caminos para el futuro de la industria en Brasil y en el mundo.

Los debates contemplar1n las 1reas de *downstream*, *upstream*, gas y energ1a, tecnolog1as digitales, abastecimiento y gesti6n de la industria: una propuesta de 360º para reunir toda la cadena productiva del sector y, finalmente, alcanzar el objetivo del crecimiento de la industria local.

El evento est1 dirigido a las principales marcas de la industria y al p6blico profesional.

M1s informaci6n: [www.riooilgas.com.br](http://www.riooilgas.com.br)



## El evento más importante del Sur argentino: AOG Patagonia

Del 3 al 5 de octubre se realizará en el espacio Duam de Neuquén la exposición más importante y representativa de la industria de la energía en la región, la Argentina Oil & Gas Patagonia (AOG Patagonia).

Se espera la participación de 150 empresas y más de 7.000 visitantes entre profesionales, empresarios y público interesado. Además de los tres pabellones, también habrá un importante sector al aire libre destinado a diversas demostraciones.

Más información: [www.aogpatagonia.com.ar](http://www.aogpatagonia.com.ar)



## Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas



El 4 y 5 de octubre próximos, en el marco de la AOG Patagonia 2018, el IAPG, a través de las Comisiones de Producción y la de Desarrollo de Reservas, Tratamiento y Transporte de Gas, junto con la Seccional Comahue, organizan las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas, bajo el lema de "El Desafío del Gas No Convencional II".

El evento, que tuvo su primera edición en 2011, tiene como objetivo reunir a especialistas e interesados para discutir experiencias y generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales participantes de este sector integrado de la industria hidrocarburífera.

La intención es compartir las visiones de cada segmento involucrado en la búsqueda de una síntesis de los principales desafíos individuales y conjuntos para afrontar un desarrollo armónico y exitoso del principal recurso energético no renovable del país. Paralelamente, se busca transmitir el conocimiento actual y requerido para el desarrollo de los proyectos del sector a través de trabajos técnicos de prestigiosos profesionales que serán seleccionados de manera directa.

Las Jornadas se constituyen como el capítulo académico de la AOG Patagonia 2018, la tradicional y multitudinaria Expo que el IAPG realiza cada dos años en la Patagonia.

Más información: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/ttg/](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/ttg/)

## En Perú, el IX INGE PET 2018

La novena edición internacional del evento técnico más importante del sector hidrocarburos en Perú y Latinoamérica, IX INGE PET 2018, se realizará del 2 al 4 de octubre de este año en el nuevo Centro de Convenciones de Lima, en San Borja, en Perú.



El INGE PET tiene 30 años aportando conocimientos, experiencias y tecnología al desarrollo de la industria de hidrocarburos y, a través de sus diferentes versiones realizadas desde 1988, se ha posicionado como uno de los eventos técnicos más importantes del sector en el Perú y en América Latina. Se ha convertido en el punto de encuentro de los principales actores de la industria, agregando valor al país y a las empresas del sector hidrocarburos con experiencias, tecnología y procesos, fomentando la atracción de nuevas inversiones.

La industria de hidrocarburos atraviesa grandes desafíos, por tanto se enfocarán los esfuerzos en:

- Tratar temas que contribuyan con la mejora de la eficiencia en los procesos, con innovación y nueva tecnología, reducción de costos operativos, optimización del portafolio de inversiones y atenuación de los impactos socioambientales.
- Agregar valor al país y a las empresas del sector hidrocarburos con experiencias, tecnología y procesos.
- Fomentar la atracción de nuevas inversiones.
- Promover la logística de los diferentes servicios suministrados a la industria, adaptados al nuevo entorno.
- Ser el punto de encuentro de los principales actores de la industria.

Más información: [www.ingepet.com](http://www.ingepet.com)

## 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



Del 5 al 9 de noviembre de 2018, el IAPG realizará el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos en el Hotel Intercontinental de Mendoza.

Según lo demuestran las cifras de los últimos años, se trata del evento técnico sobre Exploración en la industria del petróleo y del gas más importante de la región. El prestigio de sus organizadores y expositores cuenta con reconocimiento mundial.

Bajo el lema "Energía y sociedad: aliados inseparables", el Congreso ofrece sesiones técnicas generales, sesión de posters y simposios. Entre estos últimos figuran: simposio

de Geofísica, de Evaluación de Formaciones, de Reservorios No convencionales y de Desarrollo. También se agregan las mesas redondas, las charlas especiales, las jornadas de geotecnología, los cursos, los viajes de campo y la exposición comercial. Además, este año, por primera vez, se incluirá una mesa redonda sobre energías renovables.

Estas temáticas cubren todas las disciplinas de Exploración y Desarrollo. Por ese motivo, se presentan cientos de trabajos técnicos. La concurrencia es masiva y todas las compañías nacionales e internacionales quieren estar presentes.

Además de los geocientistas (geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros, técnicos, académicos, especialistas, etc.) también se contará con la participación de estudiantes de carreras afines por medio de presentaciones técnicas, charlas y concursos. Se convoca a la presentación de trabajos sobre tecnologías, calidad de datos, métodos, flujos de trabajo y casos de éxito.

Más información: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/conexplo](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/conexplo)

## 1° Workshop en Medición en *Upstream* y *Downstream* de Petróleo y Gas

Organizado por la Comisión de Mediciones del IAPG, se llevará a cabo del 14 al 16 de noviembre de 2018 en las



instalaciones de YTEC, Berisso, provincia de Buenos Aires.

El workshop invita a mostrar y revisar las experiencias y desarrollos en el área de mediciones de petróleo y gas, involucrando a todas las líneas de la industria: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

Las mediciones están cobrando cada vez mayor importancia en nuestra industria debido a nuevos marcos legales y al avance de la tecnología. El mejor escenario para intercambiar experiencias y definir los desafíos actuales.

Más información: [www.iapg.org.ar/congresos/2018/medicion](http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/medicion)

# Digesto de Legislación Ambiental on line

Este Digesto tiene como objetivo ofrecer una recopilación completa y ordenada de todas las normas ambientales nacionales, provinciales y municipales, aplicables a la actividad industrial en general. A ellas se agregan, teniendo en cuenta la interacción existente, normas referidas a higiene y seguridad.

Resulta de gran utilidad en todas las ramas de la actividad industrial, teniendo en cuenta que la aplicación de las disposiciones vigentes resulta indispensable para obtener la certificación ISO 14000.

La legislación se actualiza diariamente con el envío de una alerta a la dirección de mail del suscriptor de esa incorporación.

[/IAPGInfo](https://www.facebook.com/IAPGInfo) [/IAPG\\_Info](https://twitter.com/IAPG_Info) [/iapginfo](https://www.youtube.com/channel/UC...) [/IapgOrgAr](https://www.instagram.com/iapgorgar)

[digestos@iapg.org.ar](mailto:digestos@iapg.org.ar)

# NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

## TGS amplía obras en Vaca Muerta

TGS renueva su compromiso de inversiones que a noviembre de 2019 superarán los USD 300 millones, ampliando las obras en Vaca Muerta a través de la construcción de un nuevo gasoducto denominado Tramo Sur.

El Tramo Sur permitirá aumentar el transporte en 24 millones de m<sup>3</sup> diarios de capacidad en su etapa inicial a través de un ducto de 33 km de extensión, 30" de diámetro y una presión máxima operativa de 97 kg/cm<sup>2</sup>.



El Tramo Norte y el Tramo Sur con 125 km de gasoductos, 60 MMm<sup>3</sup>/día de capacidad de transporte y una planta de acondicionamiento modular de 5 MMm<sup>3</sup>/día en su etapa inicial, aportarán la infraestructura para transportar y acondicionar la producción de gas natural para su ingreso a los sistemas troncales de transporte.

Las inversiones futuras en el Proyecto Vaca Muerta se estiman en USD 800 millones.

## Arpel lanzó la plataforma de innovación y tecnología Innov@arpel

La Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) lanzó recientemente Innov@arpel, una plataforma virtual de innovación y tecnología que tiene como objetivo promover la interacción entre los proveedores de soluciones tecnológicas y las empresas operadoras del sector energético, en particular de petróleo y gas.

A través de distintas funcionalidades, Innov@arpel ([www.innovarpel.org](http://www.innovarpel.org), disponible en Google Play y Apple Store) ofrece la posibilidad de intercambiar experiencias y conocimiento, así como obtener referencias de tecnologías ya implementadas por otros usuarios.

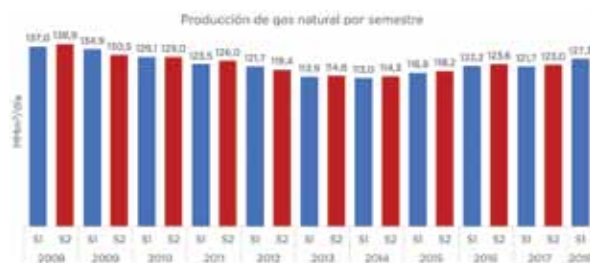


Del mismo modo, permite contactar a otros miembros que estén desarrollando nuevas soluciones, o bien realizar proyectos de innovación en conjunto con otros actores del sector. También reúne información sobre las últimas tendencias del sector y brinda acceso a trabajos técnicos de calidad.

“Desde ARPEL esperamos que esta plataforma reúna en poco tiempo a profesionales de la industria, investigadores y emprendedores, y que sirva, fundamentalmente, para impulsar el crecimiento sostenible del sector a través del desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías”, concluyó el entonces Secretario Ejecutivo de ARPEL, Jorge Ciacciarelli.

## Datos de la producción de gas y petróleo de Minem

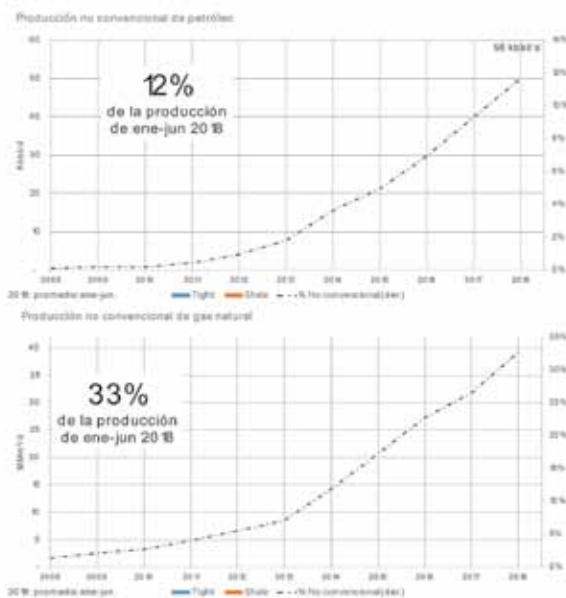
El Ministerio de Energía y Minería informó que en junio se incrementó la producción de gas un 8,2% en comparación con el mismo mes del año pasado. Se produjeron 132,3 millones de metros cúbicos por día. Fue el mejor mes de producción de gas desde agosto de 2010.





Además, el primer semestre de 2018 fue el mejor en cuanto a producción de gas desde el año 2018, ya que se creció un 4,6% contra el primer semestre de 2017.

La producción de petróleo también está en recuperación: en junio fue de 485 mil barriles diarios, un 5% por encima de la de junio del año pasado. En este primer semestre se produjo un 1,9% más que en el primer semestre de 2017.



En cuanto a la producción no convencional, en el primer semestre de 2018 ya representó más del 33% de la producción de gas natural y más del 12% de la producción de petróleo.

Y este crecimiento se está acelerando: En el primer semestre la producción de gas no convencional (*shale gas* y *tight gas*) creció un 34% por encima del primer semestre de 2017, y la de petróleo no convencional creció el 36%.

Más información: <http://datos.minem.gov.ar>

## Primer Seminario sobre Centrales Hidroeléctricas en la Argentina

En junio se realizó en la ciudad de Mendoza el primer Seminario de Tecnología sobre Generación Hidráulica, organizado por la empresa IMPSA y dirigido al personal de Operación y Mantenimiento de centrales hidroeléctricas.



Durante las tres jornadas en que se desarrolló el encuentro se presentaron temas relacionados al diseño hidráulico, mecánico y electromecánico de equipos de generación, equipos hidromecánicos y eléctricos de potencia, balance de planta y mantenimiento integral para centrales hidroeléctricas mediante un software con apoyo de inteligencia artificial diseñado por IMPSA, entre otros temas de interés.

Asistieron representantes de diferentes centrales de la Argentina, ubicadas en Neuquén, Río Negro, Buenos Aires, Mendoza, Chubut, Salta y San Juan, además de las entidades binacionales de Yacypetá y Salto Grande.

## Dinámica favorable de la industria química y petroquímica entre enero y mayo de 2018

Un informe elaborado por la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQYP) asegura que en los primeros cinco meses de 2018 hubo caída acumulada del 7% en producción, un incremento en ventas de 10% y un crecimiento en exportaciones de 22% (medidas en dólares).

El informe destaca que sectores dinámicos como son los productos básicos orgánicos y los productos termoplásticos (polímeros y elastómeros) superan el



10% de crecimiento en sus ventas; mientras que otros subsectores ceden crecimiento como es el caso de los productos inorgánicos y los agroquímicos.

La capacidad instalada del sector petroquímico mantiene un 93% y un 73% de uso para los productos petroquímicos de uso final y para los petroquímicos básicos e intermedios, respectivamente en lo que va de 2018.

“En líneas generales, el sector está bien, aunque hay altibajos porque hay subsectores industriales que están bien y otros no tanto. Los que están mejor son obviamente los más competitivos, aunque también es bueno destacar el cierre de algunas operaciones que influyen en la caída de la producción total (-7%)”, señaló Jorge De Zavaleta, Director Ejecutivo de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP).

Las ventas totales (mercado local + exportaciones) de los productos informados por las empresas del panel alcanzan los 1900 millones de dólares.

La Cámara de la Industria Química y Petroquímica emite mensualmente un informe sobre la actividad industrial del sector cuyas fuentes son las empresas del sector, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), Penta Transaction (Estadísticas On Line) y el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

---

## Encuentro de las PyMEs de la industria química

Recientemente, la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP), con el apoyo del Ministerio de Producción de la Nación, realizó el encuentro “Mesa de trabajo del Sector Químico - Vaca Muerta”, en el cual se trataron los distintos programas y herramientas que utilizan las empresas PyMEs del sector químico y petroquímico.



En la sede de la CIQyP, ubicada en avenida Córdoba 629 piso 4, Ciudad de Buenos Aires, especialistas en distintas áreas expusieron sobre los temas que más preocupa a los pequeños y medianos empresarios del sector químico, entre ellos cómo añadir valor agregado en toda la cadena de recursos que puede dar Vaca Muerta.

El inicio de la jornada estuvo a cargo del Dr. Mariano Mayer, Secretario de Emprendedores y PyMEs del Ministerio de Producción de la Nación; junto al Ing. Q. Gabriel Rodríguez Garrido, Presidente de la CIQyP; y el Ing. Hugo Diratchette, Gerente de Apoyo a la Gestión de Supply Chain / PRODEPRO YPF 2030.

Las exposiciones fueron llevadas a cabo por funcionarios de la Secretaría de Industria, de Estrategias de Atención a Emprendedores y PyMEs y de Ecosistemas PyMEs, pertenecientes al Ministerio de Producción de la Nación; también expusieron el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. (BICE) y el Plan de Empalme del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Nación; quienes hablaron de los desafíos y las oportunidades para las empresas PyMEs del sector químico y petroquímico. El cierre de la jornada estuvo a cargo el Dr. Carlos Reguera, Presidente de la Comisión de la Pequeña y Mediana Industria Química (PyMIQ) de la CIQyP.

---

## Prismian Group inauguró un centro de alta tensión en el país

Prismian Group –corporación multinacional que fabrica cables y sistemas para los mercados de energía y telecomunicaciones– inauguró un nuevo centro de excelencia de alta tensión para la producción de cables subterráneos en su planta ubicada en Mataderos.





Este ambicioso proyecto demandó una inversión de USD15.000.000 y ubica a Prysmian Argentina como la única empresa de la región que produce cables de hasta 245kV que abastecerá no solo al mercado local, sino a toda América Latina.

## Izeusse Braga, nuevo Secretario Ejecutivo de ARPE

En julio asumió como Secretario Ejecutivo de ARPEL el Economista Izeusse Braga, en sustitución del Ing. Jorge Ciacciarelli, quien se desempeñó en esa función entre diciembre de 2013 y junio de 2018.

Izeusse Braga es economista y cuenta con más de 45 años de experiencia empresarial, de los cuales 35 años fueron vinculados a la industria del petróleo y el gas. Posee un título de posgrado en Marketing Internacional de INSEAD, Francia, y recibió el IAG Marketing Master de la Universidad Católica de Río.



En Petrobras desempeñó diversas funciones como Director Comercial, Presidente de Petrobras Fertilizantes (Petrofertil), Vicepresidente de Petrobras International (Braspetro), Country Manager de la trading company de Petrobras (Interbras) en Argentina y en México y Gerente de Comunicaciones Corporativas Internacionales. También ocupó puestos ejecutivos en empresas, como General Telephone & Electronics, Morrison Knudsen Engineering Company, Kemper Insu-

rance Group y la Bolsa de Valores de Brasil.

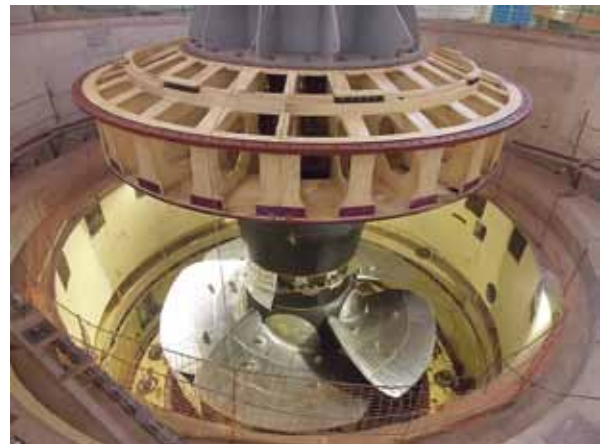
Durante ocho años fue representante de Petrobras en la Organización de las Naciones Unidas (Pacto Mundial), Director y Vicepresidente de ARPEL, Profesor adjunto de la Fundación Dom Cabral y Consejero y Consultor de la Fundación GRLI para América Latina y el Caribe.

La vasta experiencia de Izeusse Braga será una contribución fundamental para guiar las acciones de la Asociación y continuar apoyando el desarrollo sostenible de la industria de petróleo y gas de Latinoamérica y el Caribe.

Con motivo de la asunción de Izeusse Braga se llevó a cabo un cóctel de bienvenida que contó con la presencia de altas autoridades gubernamentales, representantes del cuerpo diplomático y ejecutivos de empresas socias e instituciones nacionales e internacionales con las que ARPEL tiene fuerte vinculación.

## IMPSA exporta turbinas hidroeléctricas a Brasil

Recientemente, IMPSA despachó desde su centro de producción en Mendoza el último de los tres rodetes de turbina Kaplan de 102,3 MW hacia la Central Hidroeléctrica Colíder, ubicada en Brasil. El diseño hidráulico del rodete fue realizado en el Centro de Investigaciones Tecnológicas de IMPSA y cuenta con un diámetro de 7,8 m y un peso aproximado de 172 ton. La operación es parte de un proyecto total por USD 718 millones.





El aprovechamiento hidroeléctrico Colíder está ubicado al norte del Estado de Mato Grosso, a 700 km de la ciudad de Cuiabá, sobre el río Teles Pires. Tendrá una potencia instalada de 306,9 MW y una producción de energía suficiente para abastecer a 850.000 habitantes.

El alcance del suministro incluye el diseño y la provisión de turbinas, generadores y resto del equipamiento electromecánico bajo la modalidad llave en mano, lo que implica la entrega de la central en operación.

## Schneider Electric gana un premio a la Innovación

Schneider Electric, especialista en la transformación digital de la administración y automatización de la energía, se impuso en los DCS Awards 2018 en la categoría "Innovación del año en Data Center". El premio, decidido por votación popular, reconoce a la compañía por innovación y liderazgo.



Como parte de la arquitectura EcoStruxure™ de Schneider Electric para Data Centers, HyperPod™ es un sistema listo para rack, diseñado para implementar IT a gran escala en incrementos de 8 a 12 racks. El innovador diseño de HyperPod es compatible con todos los racks actuales. Su arquitectura basada en pod, con alimentación, refrigeración, cableado, gestión de software y contención integrados, permite que los racks de equipos prepopulados se coloquen en su lugar, lo que reduce significativamente la complejidad y el tiempo de instalación asociados con las implementaciones de TI tradicionales.

Al recibir el premio en nombre de Schneider Electric, Matthew Baynes, Director de segmento de colocalización y telecomunicaciones de Cloud & Service Providers, dijo: "Me enorgullece aceptar este distinguido premio que reconoce a Schneider Electric por su innovación. Un enfoque fundamental y clave para nuestra empresa es mejorar la innovación en todos los niveles. Al acelerar los tiempos de implementación hasta en un 21% y desbloquear hasta un 15% de ahorro en CAPEX, HyperPod es el complemento perfecto para los centros de datos actuales, especialmente los proveedores de centro de datos de hiperescala y colocación que buscan agregar capacidad rápidamente".

## GeoPark: nueva adquisición y alianza con YPF

GeoPark, compañía latinoamericana que se especializa en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil y Chile, recientemente informó que ampliará su expansión en la cuenca neuquina en la Argentina con la adquisición del bloque Los Parlamentos, en alianza con YPF.



### Profesionales & consultores



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



**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](mailto:publicidad@petrotecnia.com.ar)

Los Parlamentos es un bloque atractivo y de alto potencial ubicado en la provincia de Mendoza y cubre un área aproximada de 1480 km<sup>2</sup> con cobertura sísmica (100 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 800 km<sup>2</sup> de sísmica 2D), cerca de otros yacimientos productivos.

El bloque fue adjudicado a YPF en la ronda de licitación Mendoza el 31 de mayo de 2018. Según el acuerdo de alianza entre YPF y GeoPark, y sujeto a aprobaciones regulatorias, GeoPark recibirá una participación no-operada del 50% (WI) en el bloque Los Parlamentos a cambio de un compromiso para financiar su participación del 50% de un pozo de exploración y sísmica adicional 3D. El compromiso financiero total de GeoPark es de aproximadamente USD 6 millones en los próximos tres años.



Los Parlamentos expande los siete bloques de GeoPark, una plataforma de más de 2 millones de acres en la prolifera cuenca neuquina, con significativo potencial de exploración convencional y no convencional dentro de las formaciones Grupo Neuquén y Loncoche. Se está llevando a cabo una evaluación de geociencia y se estima el inicio de las operaciones en el yacimiento hacia fines de 2018 o inicios de 2019.

## Volvo FH, el camión preferido por los conductores

El Volvo FH se lanzó en 1993. En ese entonces era el camión más avanzado de su tiempo. Un cuarto de siglo más tarde aún es un líder innovador, sobre todo en



aquellas áreas en las que beneficia directamente a los conductores en cuanto a seguridad y protección. A esto se añaden las numerosas soluciones revolucionarias dirigidas a proteger el medio ambiente y a mejorar la productividad.

Claes Nilsson, Presidente de Volvo Trucks, considera que el Volvo FH es la columna vertebral de Volvo Trucks tanto en lo que se refiere a la imagen como a la generación de rentabilidad para los clientes. Además, ofrece un lugar de trabajo vanguardista para los conductores.

## ABB inaugura nuevas oficinas en Buenos Aires

La compañía suiza ABB, experta en equipos eléctricos, inauguró su nuevo edificio corporativo en el barrio porteño de San Telmo, en la esquina de Chile y Paseo Colón. La compañía invirtió más de 2 millones de dólares para cumplir con todos los estándares de seguridad, medioambiente e infraestructura para reacondicionar tres pisos de un emblemático inmueble con fachada de ladrillo a la vista construido en 1895 en el barrio de San Telmo.



La oficina, de 2700 m<sup>2</sup>, albergará a 370 personas entre ingenieros, administrativos y personal corporativo. Luego de un concurso interno para buscar un nombre apropiado, fue bautizada "ABB Aires".

ABB tiene presencia en la Argentina desde hace más de 95 años. Desde el país exporta sus productos al mundo. "La apertura de la nueva oficina es una manera de demostrar nuestra confianza en el futuro y apoyar a nuestros clientes en esta nueva era", comentó José Paiva, Country Managing Director de ABB Argentina.

"Por otro lado, también estamos planificando el traslado de nuestra planta industrial de Valentín Alsina a Plaza Logística Echeverría, donde hemos encontrado toda la infraestructura y servicios integrados necesarios para instalar nuestra línea de producción, el taller de servicios y el centro de ingeniería. En este proyecto pre-





vemos una primera etapa de inversión de 4 millones de dólares, más otros 8 millones a lo largo de 10 años. Esto se complementa a nuestra fábrica existente en Bella Vista, Provincia de Tucumán”, agregó Paiva durante la apertura.

## Acuerdo entre Shell y Volkswagen

Shell Argentina anunció recientemente un acuerdo técnico y comercial con el Grupo Volkswagen para proveer sus lubricantes y combustibles, tanto en el primer llenado en planta como en posventa, así como la recomendación de los productos Shell Helix y V-Power en toda la gama de la marca alemana (autos, camiones y buses), incluida Audi.



Esta alianza incluye también el desarrollo exclusivo del lubricante Shell Helix HX8 Professional AV 5W40-Volkswagen, específico para los vehículos de la firma de Wolfsburg, aprobado contra la técnicamente desafiante especificación de motor VW 508.88/509.99. Está formulado para uso en vehículos Volkswagen impulsados a nafta, etanol, gas y diésel que exijan esta especificación, la cual combina pruebas de motor con demandantes pruebas de campo. Es adecuado además donde rendimientos API SN o ACEA A3/B4 sean requeridos. Como toda la línea Helix, cuenta con tecnología PurePlus, que ayuda a reducir la fricción y a favorecer el ahorro de combustible y reducción de emisiones. De acuerdo con las pruebas realizadas por la petrolera holandesa, protege el motor hasta un 40% más contra el desgaste en comparación con un aceite mineral.

Juan José Salaberri, Gerente de Marketing de Lubricantes de Shell Argentina, afirmó: “Estamos confiados en que Shell ayudará a hacer crecer significativamente el negocio de posventa del grupo Volkswagen en la Argentina y que esta alianza será de gran valor para los clientes de ambas compañías”.

## Schneider Electric presenta Energy University

Schneider Electric presentó en la Argentina la Energy University, un recurso online y gratuito disponible con más de 200 cursos en más de 13 idiomas.

El usuario puede adaptar su carga académica o elegir programas de aprendizaje dirigidos por tema energético, incluyendo centros de datos, la energía y la infraestructura, la industria, salud, edificios y residencial. Hay dos opciones de certificación disponibles: Data Center Certified Associate (DCCA) y Professional Energy Manager (PEM). Más información: [www.MyEnergyUniversity.com](http://www.MyEnergyUniversity.com)



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

# NOVEDADES DEL IAPG



## La Seccional Comahue recibió al Ministro Iguacel



El flamante Ministro de Energía y Minería de la Nación, Javier Iguacel, visitó recientemente la cuenca neuquina, y la Seccional Comahue del IAPG realizó una cena de camaradería para reunir al funcionario con gran parte del sector hidrocarburífero local.

Participaron los protagonistas locales de las empresas, así como el Gobernador de la Provincia de Neuquén, Cdor. Omar Gutiérrez.



referentes de las empresas trabajaron en el mapa del conocimiento y en la formulación de las preguntas necesarias para el examen teórico. Luego, se mantuvieron reuniones con las universidades UTN – Comahue quienes tuvieron a su cargo la calificación.

Las empresas YPF, Mega, Capex, Pluspetrol y Pampa Energía pusieron a disposición sus plantas para la toma de los exámenes prácticos.

## Primeros certificados de oficio en Seccional Comahue

El 27 de julio último obtuvieron, en el marco de la Seccional Comahue, la certificación de “Operador de Plantas de Gas” los profesionales Pablo Flores (ENSI) y Nicolás Troncoso (Capex).

El programa de Certificación de Operador de Planta de Gas se inició en la región en el año 2014. Técnicos



## Ciclo de Encuentro para Jóvenes Profesionales Oil&Gas



La Comisión de Jóvenes Profesionales del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas invito a quienes inician su carrera en la Industria de los Hidrocarburos a participar de la charla “El camino de la Eficiencia Energética en la Argentina”, que tuvo lugar en el Auditorio



IAPG, Maipú 639, Buenos Aires.

La charla estuvo a cargo de la Ing. Andrea Heins, Presidenta de la Comisión de Eficiencia Energética del IAPG. Heins es Ingeniera Química por la Universidad de Buenos Aires. Desarrolló su carrera profesional en YPF en las Direcciones de Tecnología e Ingeniería, especialmente en el ámbito de la Ingeniería de Procesos y en la Gestión de Proyectos.

Con 17 años de experiencia en la industria en procesos de refinación, petroquímica y procesamiento de Oil & Gas, se especializó en temas de eficiencia energética, optimización de procesos y gestión de la energía. Ha sido fundadora de *Energy Performance*, donde fue Directora General y Consultora en Procesos y Energía (2012-2015). Heins ejerció en distintas cátedras de la

Facultad de Ingeniería de la UBA. Ha sido instructora del IAPG del Programa de Formación de Líderes Energéticos del CACME y del Instituto Petroquímico Argentino (IPA).

Hasta hace poco se desempeñó como Subsecretaria de Ahorro y Eficiencia Energética de la Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico del Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

Esta charla es parte del ciclo que ofrecen anualmente los jóvenes profesionales del IAPG, con el fin de acercar a quienes recién comienzan en la industria con personalidades y temas de interés y actualidad, entre muchas otras actividades.

En general, las charlas son gratuitas y el cupo es limitado. Más información: [comisiondejovenes@iapg.org.ar](mailto:comisiondejovenes@iapg.org.ar)

## Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

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

# Cursos de actualización 2018

---

## JUNIO

### MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

### EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1. TEORÍA GENERAL

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 11 al 15 de junio. Lugar: Buenos Aires

---

## JULIO

### PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Instructores: *E. Carzoglio, C. Flores y J. Ronchetti*

Fecha: 2 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

### ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 3 al 5 de julio. Lugar: Buenos Aires

### SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA

EN INGLÉS

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 18 y 25 de julio. Lugar: Buenos Aires

### EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESO

Instructoras: *A. Heins y S. Toccaceli*

Fecha: 12 y 13 de julio. Lugar: Buenos Aires

### TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Instructores: *P. Subotovsky y A. Resio*

Fecha: 17 al 20 de julio. Lugar: Buenos Aires

### INGENIERIA DE RESERVIOS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 23 al 27 de julio. Lugar: Buenos Aires

---

## AGOSTO

### VÁLVULAS INDUSTRIALES

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 6 y 7 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### CONTROL DE CALIDAD DE PERFILES Y RESULTADOS DE LABORATORIO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 8 al 10 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 13 al 16 de agosto. Lugar: Buenos Aires

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

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 21 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Instructores: *E. Carzoglio, S. Río y V. Domínguez*

Fecha: 22 al 24 de agosto. Lugar: Buenos Aires

### INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Instructores: *L. Stinco, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky y A. Heins*

Fecha: 27 al 31 de agosto. Lugar: Buenos Aires

---

## SEPTIEMBRE

### NACE – PROGRAMA DE INSPECTOR DE RECUBRIMIENTOS - Nivel 1

Instructores: *J. A. Padilla López-Méndez y A. Expósito Fernández*

Fecha: 3 al 8 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### CÁLCULO Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 10 al 13 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### MEDICIONES EN INDUSTRIAS DE PROCESOS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 13 y 14 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### TALLER DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 18 al 21 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### CALIDAD DE GASES NATURALES (Incluye GNL)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

### EVALUACIÓN DE PLANES Y PREPARATIVOS PARA LA RESPUESTA A DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Instructor: *D. Miranda Rodríguez*

Fecha: 27 y 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

---

## OCTUBRE

### INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

Fecha: 2 y 3 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martín*

Fecha: 4 y 5 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### EVALUACIÓN DE POZOS ANTIGUOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Instructores: *C. Casares, E. Carrone, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino y J. M. Pandolfi*

Fecha: 10 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 18 y 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 22 al 26 de octubre. Lugar: Buenos Aires

### INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS DE POZO

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 30 de octubre al 2 de noviembre.

Lugar: Buenos Aires

### INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández y O. Montano*

Fecha: 30 de octubre al 2 de noviembre.

Lugar: Buenos Aires

---

## NOVIEMBRE

### NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

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

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 21 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 27 y 28 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 27 al 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

### SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 29 y 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

---

## DICIEMBRE

### EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE SHALE OIL Y SHALE GAS

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

## Cursos on line

El **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** está lanzando una serie de cursos *on-line* sobre temas de la industria. Las propuestas bajo esta modalidad *E-Learning* complementan su tradicional calendario de cursos presenciales. Los contenidos estarán disponibles las 24 horas durante los 7 días de la semana con alcance a cualquier punto del país y del mundo. Se incluirán videoconferencias sincrónicas con los instructores, que son profesionales de prestigio internacional y gran experiencia. También se llevarán a cabo, complementando la formación teórica, una serie de ejercicios prácticos; siempre acompañados por los docentes.

El primero será: **“Herramientas de proyecto: WBS – Administración de alcance”**.

## NOVEDADES DESDE HOUSTON



### LNG: Habilidades para el crecimiento futuro

El 14 de junio último, con Jesús Bronchalo, Exxon-Mobil VP LNG Market Development & Strategy, como orador invitado, tuvo lugar la conferencia en la que se desarrollaron temáticas sobre las habilidades necesarias para mantenerse al día en un entorno empresarial cambiante y el desarrollo de estrategias de talento.

El evento tuvo lugar en el hotel Courtyard, Houston by The Galleria, con fluida asistencia.

Asimismo, en la presentación se profundizó sobre las siguientes temáticas:

- Aspectos generales de la economía argentina y el clima de inversión.
- Matriz energética del país y políticas generales.
- La actividad de *upstream* en el país y la oportunidad *offshore*.
- Planificación y condiciones generales por proponer en la Argentina.

El encuentro tuvo lugar en el hotel double Tree Greenway Plaza de Houston.



### 1º ronda de licitación Argentina de *offshore*

Se lanzó oficialmente la ronda de áreas *offshore* que se licitará en noviembre de 2018, y el IAPG Houston se hizo eco de ello. La disertación, a cargo de Rodrigo Maria Berro, incluyó la descripción de bloques en la cuenca Austral, la cuenca oeste de Malvinas y la cuenca del norte.

Durante la exposición se hizo referencia a que las plataformas continentales argentinas son muy grandes e inexploradas en la mayor parte de su superficie, en consecuencia existe una gran oportunidad con condiciones muy competitivas.

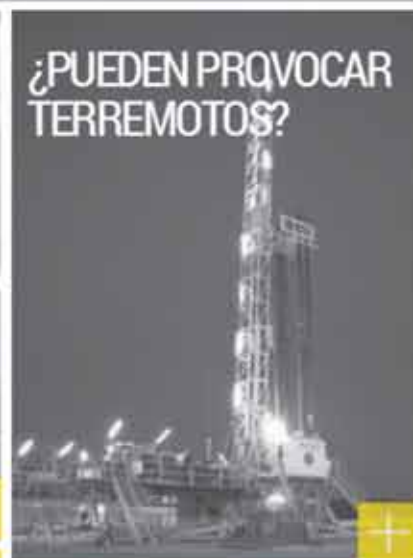
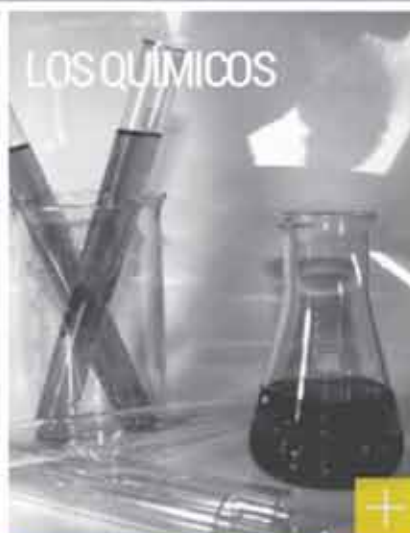




# Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

**Vaca Muerta: inician plan de vigilancia ambiental**

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >

El experto en shale responde

**¿Sabías que?**

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



## 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!

# ÍNDICE DE ANUNCIANTES



AESA	21	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro tapa
AOG PATAGONIA	Retiro contratapa	PECOM SERVICIOS ENERGIA	35
AXION ENERGY	51	PETROCONSULT	81
BAKER HUGHES A GE COMPANY	39	RIO OIL&GAS	85
COMPAÑÍA MEGA	19	STANTEC ARGENTINA	38
DEL PLATA INGENIERIA	71	TACKER SOLUTIONS	45
EDVSA	79	TECMACO	43
ENAP	77	TECPETROL	37
ENSI	29	TEXPROIL	Contratapa
FORO IAPG	83	TGN	67
FUNCIONAL	23	TOTAL	9
GABINO LOCKWOOD	31	V Y P	105
GIGA	105	VALMEC	57
HALLIBURTON ARGENTINA	13	WINTERSHALL ENERGIA	25
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	107	YPF	7
INDUSTRIAS J.F. SECCO	63		
INDUSTRIAS QUILMES	18		
IPH	76	<b>Suplemento Estadístico</b>	
MARSHALL MOFFAT	15	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	12	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
PAMPA ENERGIA	49	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA

iAPG



PATAGONIA

Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de gas



iAPG

3 – 5 Octubre, 2018  
Espacio DUAM, Neuquén

Sea parte de la **mayor reunión regional de compañías líderes de petróleo y gas**

**100** empresas expositoras

**Conferencias técnicas**

**Presentaciones de productos**

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



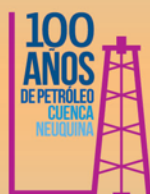
\*Echelonamiento vertical  
\*Fallamiento vertical transcurriente  
\*Estructura sumera (desplazamiento en Aiquehue)  
\*SSO NNE



Organiza



INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



Realiza y Comercializa



messe frankfurt

Horarios: miércoles a viernes de 15 a 21 hs.

La exposición está orientada a empresarios y profesionales del sector. Para acreditarse debe presentar su documento de identidad.

Menores de 16 años deben ingresar acompañados de un adulto.

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



**Real-time  
All the time**



*Herramientas para operaciones  
No Convencionales.*

*Tecnologías de vanguardia para  
recolección de datos en subsuelo.*

**TEXPROIL**  
PRODUCTS & OIL SERVICES

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



**SAGE RIDER**

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

SEDE PRINCIPAL - Guillermo Marconi 1800, Parque Industrial, Cipolletti- Río Negro | Tel: +54 299 479-0197/2302 |  
LOCACIÓN DE SERVICIO - Primeros Pobladores 2297 - Neuquén - Argentina | Tel: +54 299 442-9703 | [www.texproil.com.ar](http://www.texproil.com.ar) |