

La ingeniería, la energía y la comunidad



13 de diciembre Día del Petróleo y Gas



Jornadas de Perforación

Terminación, Reparación y Servicio de Pozos
"Ing. Héctor Giordano"

ENGINEERING 2010 ARGENTINA

World Congress and Exhibition
17-20 October 2010 | Buenos Aires

Oil&Gas PATAGONIA 2010 ENERGÍA



Invertimos en energía

7.000 Millones de Dólares entre 2001 y 2010
en Exploración y Producción de petróleo y gas natural

para el crecimiento

Entre 2001 y 2009, aumentamos un 48% nuestra producción diaria de petróleo y un 95% la de gas natural.
Al mismo tiempo, repusimos toda nuestra producción año a año y nuestras reservas probadas crecieron un 42,9%

de la Argentina

Y somos la empresa de Exploración y Producción de hidrocarburos que más energía nueva aportó al crecimiento del país durante los últimos años

Pan American
ENERGY

Compromiso con el país



Estamos llegando al final del año y podemos vislumbrar el nacimiento de nuevos proyectos que resultarán importantes para la industria y para el país. La exploración de yacimientos no convencionales de gas y de petróleo y los proyectos de exploración *offshore* son algunas de las actividades que, durante el año próximo, tendrán un protagonismo destacado.

Durante el mes de octubre, se llevó a cabo el Congreso Mundial y Exposición: "Ingeniería 2010-Argentina" en la Ciudad de Buenos Aires. Este evento, que fue apoyado institucionalmente por nuestro Instituto, tuvo una gran trascendencia, ya que congregó a un importante número de profesionales de todo el mundo para incrementar la cooperación, la convergencia y la interacción con la población en general. Se buscaba mejorar la calidad de vida de la sociedad. No es un hecho menor para nuestro país haber podido organizar un congreso de estas características en una época donde las vocaciones técnicas están muy disminuidas. Hay que destacar el trabajo del Centro Argentino de Ingenieros, de la Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros y de la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros, que fueron las entidades organizadoras. Muy interesante resultó la participación en este evento de los estudiantes de las carreras de ingeniería de las distintas universidades de todo el país que, en forma masiva, estuvieron presentes en el foro de jóvenes del congreso.



Otra importante actividad desarrollada durante octubre en la ciudad de Mendoza fueron las Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicios de Pozos, organizadas por la Comisión de Perforación conjuntamente con la Seccional Cuyo del IAPG. En este número, publicamos las conclusiones de las jornadas y los trabajos técnicos que allí se presentaron.

Durante la primera semana de noviembre, la Seccional Comahue del IAPG llevó a cabo la Oil & Gas Energía Patagonia 2010, exposición de la industria del petróleo, del gas y de la energía en general. Esta resultó un éxito tanto por la calidad de las empresas expositoras como por la cantidad de asistentes a la muestra. Fue un evento de importancia para la región y, como es costumbre en estos casos, estuvo acompañado de una actividad académica: el Taller de Recuperación Mejorada de Petróleo (*Workshop EOR*). Este taller contó con importantes conferencistas nacionales y extranjeros que abordaron una temática de actualidad para nuestra industria, que, en su gran mayoría, opera en yacimientos maduros. En este número, se incluye una nota con la crónica, las conclusiones al respecto y los principales conceptos desarrollados.

La noticia triste de esta última etapa del año fue el fallecimiento del ingeniero Eduardo Rocchi. Se podrían decir muchas cosas de quien fue presidente del IAPG por catorce años y un personaje reconocido por toda la industria; pero, como homenaje de *Petrotecnica*, revista de la cual fue un firme colaborador hasta sus últimos días, hemos realizado una semblanza que lo muestra en toda su calidad humana y profesional.

Aprovecho para hacerles llegar a todos los mejores deseos para estas fiestas de fin de año.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón

Sumario



Tema de tapa | Congreso de Ingeniería: 2010 - Argentina

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ Se celebró el Congreso Mundial y Exposición: Ingeniería 2010-Argentina

Bajo el lema "Tecnología, innovación y producción para el desarrollo sostenible", el evento hizo hincapié en el cuidado del ambiente.



14

■ La mujer y los jóvenes en la ingeniería y en la empresa

Ingeniería 2010 - Argentina dedicó un sitio especial al papel femenino y el de los jóvenes en la profesión.

Geología



16

■ Perspectivas exploratorias de la plataforma continental argentina

El potencial de la Cuenca de Malvinas Norte a la luz del anuncio en los últimos meses sobre el hallazgo de petróleo por parte de la empresa británica Rockhopper.

Por *Daniel Alberto Kokogian*

Notas técnicas



36

■ Posibles causas del accidente de la plataforma *Deepwater Horizon*

El grave incidente en el Golfo de México suscitó numerosos interrogantes acerca del eventual origen del problema. Aquí se expone con rigor técnico un análisis de lo sucedido.

Por *Gabino Velasco*



48

■ Uso de aditivos y bases octánicas en la Argentina

Cómo y en qué cantidad se usa cada corte o aditivo octánico en las naftas locales.

Por *Eduardo Mario Barreiro*



56

■ Evaluación de proyectos y el riesgo: un enfoque para la industria del petróleo y del gas

La tendencia en la evaluación de proyectos apunta a incorporar el riesgo en la toma de decisiones como variable plausible de transformarse en ventaja competitiva.

Por *Leandro Del Regno*

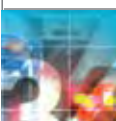


76

■ Jornadas de Perforación: Uso de tapones de composite en completaciones de pozos de gas

Ante el desarrollo de los campos de *tight gas sand*, la aplicación de los tapones de composite abre una nueva alternativa en la completación.

Por *Edgardo R. Alfaro*



96

■ Comparativa de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico

La Comisión de Transporte y Tratamiento de Gas del IAPG publica los precios relativos de los distintos tipos de combustibles.

Congresos



74

Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos

Se realizaron en Mendoza las Jornadas “Ingeniero Héctor Giordano” donde se expusieron las nuevas tecnologías asociadas a la actividad, enmarcadas en la protección del medio ambiente.



90

Neuquén celebró la Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010

La Patagonia ofreció una de sus exposiciones regionales más importantes, en el cual los profesionales del petróleo y del gas se reúnen en un marco de actualización técnica, académica y comercial.



92

Las conclusiones del Workshop EOR: presente, pasado y futuro del EOR en la Argentina y el mundo

En el marco de la Expo se celebró una serie de jornadas que conforman el taller “Mario Leschevich”, a las que asistieron invitados internacionales.



118

El seminario de la SPE dejó su huella en el final del año

El V Seminario Estratégico de la SPE Argentina realizado en noviembre, en Buenos Aires, marcó los últimos meses de la actualidad energética del país.



120

El XXI World Energy Congress congregó a los profesionales de la actividad energética en Canadá

En septiembre, el IAPG estuvo presente en la reunión mundial del Consejo Mundial de la Energía. Aquí, presentamos los principales temas allí tratados.

Por *María Silvina Eirin*

Cincuentenario

Petrotecnia hace 50 años

100

Cincuenta años del Club del Petróleo

116

El círculo más exclusivo del ámbito petrolero y del gas celebró sus bodas de oro.



Homenaje

Eduardo Rocchi: El adiós a un visionario

102

La industria despidió al destacado profesional.



Historia de vida

César Villagra: un pionero de la seguridad en el país del viento

108

Un terminador de pozos que sentó las bases del compromiso hacia el cuidado de la vida en la Cuenca Neuquina.



Responsabilidad social

YPF presentó su primer Informe de Responsabilidad Social

112

La empresa difundió un documento de 120 páginas que reflejan sus acciones para mejorar la calidad de vida del entorno en las áreas donde opera.



Olimpiadas

Los nuevos ganadores de la 16.º Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

114

Presentamos a los tres nuevos premiados en esta competencia anual entre alumnos de escuelas de todo el país.



Novedades

126

Índice de anunciantes

130

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

Redacción. Guisela Masarik
prensa@petrotecnicia.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.
Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi
publicidad@petrotecnicia.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Comisión de Publicaciones

Presidente. Enrique Mainardi

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

Colaboran en este número: Seccional Comahue

Foto de tapa: Gentileza de Tenaris

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 LI N.º 6, DICIEMBRE de 2010

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnicia*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 200

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

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

Informes: suscripcion@petrotecnicia.com.ar

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

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



Premio Apta-Rizzuto

- 1.º Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999.
- Accésit 2003, en el área de producto editorial de instituciones.
- Accésit 2004, en el área de producto editorial de instituciones.
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa.
- 1.º Premio a la mejor revista de instituciones 2006.
- 1.º Premio a la mejor nota técnica 2007.
- 1.º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008.
- Accésit 2008, nota periodística.
- Accésit 2008, en el área de producto editorial de instituciones.
- Accésit 2009, en el área publicitaria.
- Accésit 2009, nota técnica.

Comisión Directiva 2010-2012

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1.º
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo
Vicepresidente Downstream Gas
Secretario
Prosecretario
Tesorero
Protesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF SA
PETROBRAS ENERGÍA SA (PESA)

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

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

Titular

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

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

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

Alterno

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

Sr. Marcelo Omar Fernández

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



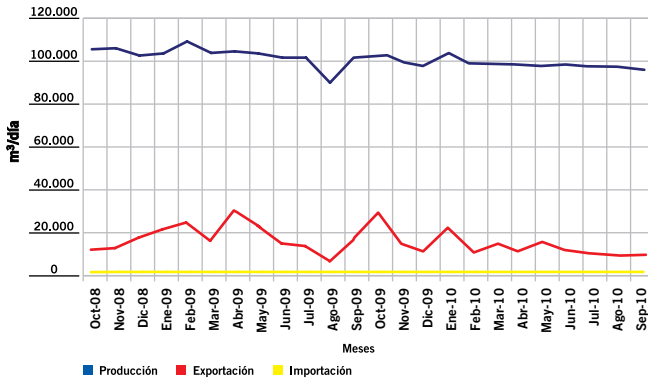
YPF

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

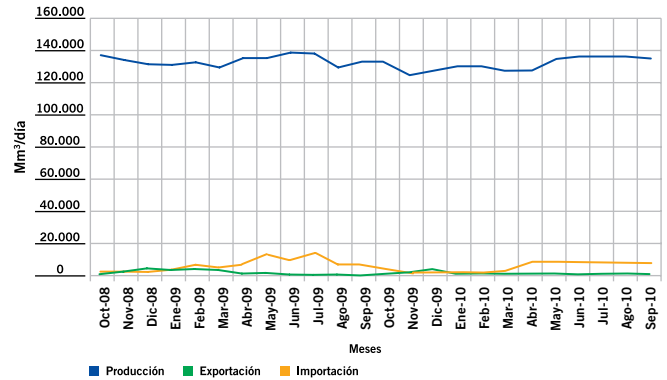


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

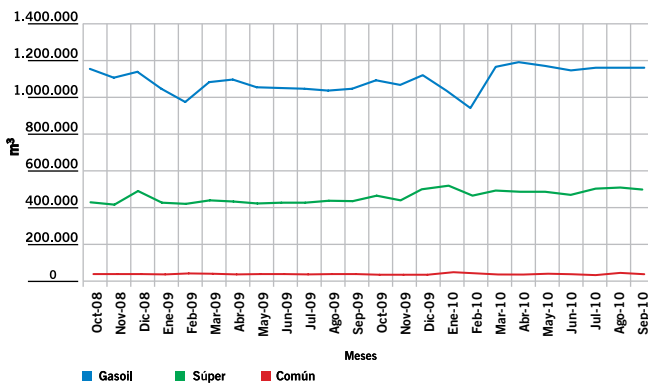
Producción de petróleo vs. importación y exportación



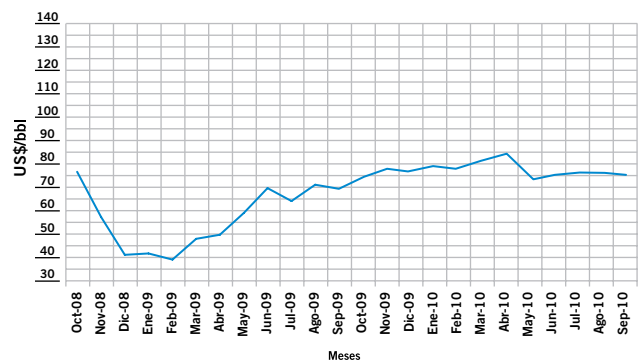
Producción de gas natural vs. importación y exportación



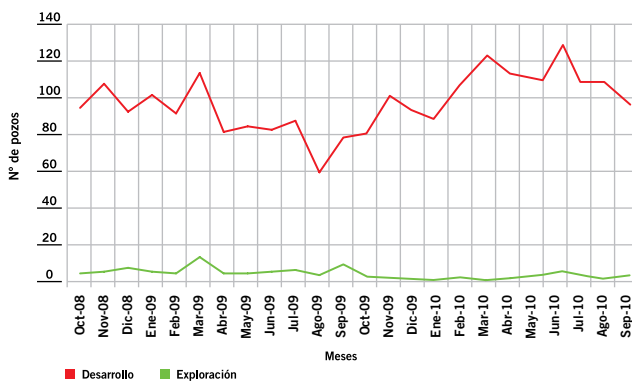
Ventas de los principales productos



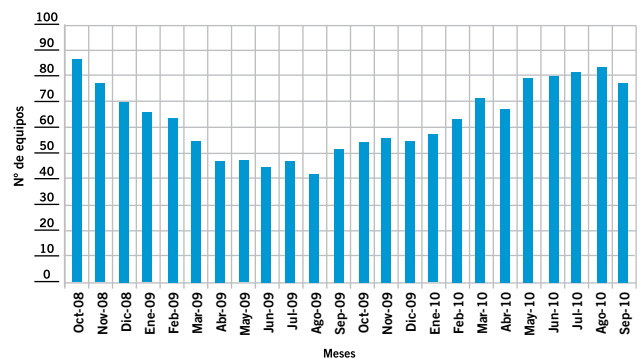
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



Comunidad de intereses

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



Para Total, la satisfacción sostenible de las necesidades energéticas y el dominio del impacto ambiental de sus actividades son compromisos prioritarios e inseparables. Mediante la búsqueda de nuevos recursos fósiles y renovables (como la energía solar y la biomasa), el Grupo se esfuerza por alcanzar una mayor eficacia energética y optimizar sus procesos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Con su proyecto piloto de captura y almacenamiento de CO₂ en la cuenca de Lacq (Francia), Total está desarrollando una tecnología innovadora para combatir el calentamiento global.

www.total.com



Nuestra energía es suya

TOTAL



Los organizadores del congreso

Se celebró el Congreso Mundial y Exposición Ingeniería 2010-Argentina

Para implementar energías y economías sostenibles y respetuosas del medio ambiente, se vuelve cada vez más necesario que los ingenieros pongan sus conocimientos, inventiva, tecnología e innovación al servicio de la sociedad

Más de 4000 profesionales del país y del exterior acudieron en octubre último al primer Congreso Mundial y Exposición: Ingeniería 2010-Argentina, realizado en el país bajo el lema “Tecnología, innovación y producción para el desarrollo sostenible”. De este modo, se dejó clara la creciente preocupación en el mundo por la imparable emisión de gases a la atmósfera, entre otros factores de contaminación ambiental.

El congreso del cual el IAPG fue patrocinador, fue organizado por el Centro Argentino de Ingenieros (CAI), junto con la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros (FMOI) y la Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros (UADI). De entre los numerosos temas tratados a fondo, se destacó la urgente necesidad de impulsar la opinión pública y privada en favor de nuevas tecnologías energética más sostenibles.

Celebrado en el pabellón amarillo del predio de La Rural, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el congreso reunió a destacados representantes de la Unesco y de la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros y a autoridades nacionales, como el ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Julio De Vido, quien presidió la inauguración oficial.

El simposio se pensó en seis capítulos: Tecnologías de la información y comunicación (TIC), Energía y cambio climático (ECC), Innovación en la producción primaria e industrias agroalimentarias (IPPIA), Grandes metrópolis y sus infraestructuras (GMI), Formación del ingeniero para el desarrollo sostenible (FIDS) y Práctica profesional de la Ingeniería (PPI). Cada uno de los capítulos fue desplegado por su respectiva comisión de manera independiente y coordinado por destacados profesionales de cada sector. Las conclusiones presentadas hacia el final del congreso fueron remitidas al Gobierno para su consideración.

A las palabras iniciales de la bienvenida oficial del ministro De Vido, siguió la bienvenida de los organizadores: Mario Telichevsky, presidente de la UADI y del Comité Ejecutivo Central que organizó este congreso mundial; Luis Di Benedetto, presidente del CAI; y Jorge Grandi, director de la Oficina Regional de Ciencia para América Latina y el Caribe, en representación de María Jesús Prieto-Laffargue, presidenta de la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros (FMOI), basada en la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (Unesco). También asistieron y hablaron Tony Marjoram, responsable del Programa de Ciencias de la Ingeniería de la Unesco, Francia; Conrado Bauer, director académico de este congreso; Khamel Ayadi, ex presidente de la FMOI y actual presidente del Consejo Asesor Internacional del congreso; y Dato Lee Yee-Cheong, presidente del Directorio del Centro Internacional para la Cooperación Sur en Ciencia, Tecnología e Innovación, Malasia, entre otros.

Uno de los propósitos del simposio consistió en crear un clima propicio para favorecer las relaciones comerciales entre empresarios, proveedores y clientes de todo el mundo, así como para intercambiar experiencias y conocimientos de los avances en tecnología, innovación y producción. Y, como meta especial, se buscó promover el encuentro entre ingenieros y dar mayor publicidad a su función en la sociedad, según los organizadores del congreso. Esta fue la primera ocasión en que se realizó en el país uno de los congresos mundiales de ingenieros que auspicia la FMOI; los próximos serán en Suiza (2011) y en Japón (2015).

Las metas de Ingeniería 2010-Argentina

Con la mirada puesta en el desarrollo sostenible y sin perder de vista las Metas de Desarrollo del Milenio y los objetivos trazados por la Cumbre Mundial de Johannesburgo 2002 (energía, agua, salud, alimento y biodiversidad), Ingeniería 2010-Argentina analizó cómo aprovechar la ingeniería en disciplinas como la creatividad en la tecnología; la realización de la innovación; y la producción de procesos, bienes y servicios. Para ello, se organizaron tres tipos de capítulos: los específicos de la ingeniería (Tecnologías de la información y comunicación, Energía y cambio climático, Innovación en la producción primaria e industrias agroalimentarias, Grandes metrópolis y sus infraestructuras), los propios de la formación del ingeniero (Formación del ingeniero para el desarrollo sostenible y Práctica profesional de la Ingeniería) y foros que contemplaron aspectos puntuales, como el papel de la mujer y de los jóvenes en la ingeniería y en la empresa.

El capítulo de la Innovación en la producción primaria



El ministro De Vido en la inauguración

e industrias agroalimentarias (IPPIA) resaltó cómo la eficiencia de la producción agroalimentaria sirve para superar la desnutrición y el hambre en el mundo, limitantes cuya solución constituye el punto de partida para un desarrollo humano sostenible, sobre todo en los países menos desarrollados y que presentan una alta dependencia del agro. En esos casos, la tecnología es clave para un uso responsable de los recursos naturales disponibles, especialmente el suelo y el agua, de cuya protección depende el futuro de la población mundial. Se hizo hincapié en la biotecnología y en el control de los agroquímicos.

En el capítulo de las Grandes metrópolis y sus infraestructuras (GMI) sobre los asentamientos urbanos, el agua, el saneamiento y el transporte, se habló de las tendencias mundiales hacia la concentración urbana y los asentamientos precarios. Según se dijo, el crecimiento demográfico proseguirá (sobre todo en países menos desarrollados) hasta estabilizarse en 2050 con unos 9000 millones de habitantes. Una de las consecuencias más visibles será la falta de servicios de agua y de saneamiento, y los problemas de alcantarillados y drenaje, que precisarán de una buena administración municipal, provincial y nacional en coordinación y de una nueva cultura del agua por parte de la sociedad. El transporte mereció especial atención, ya que allí también se necesitan tecnologías y modos de transporte más inteligentes que eliminen la emisión de gases de efecto invernadero y la congestión del tránsito urbano.



El público fue netamente multicultural



La exposición contó con una asistencia muy alta de jóvenes profesionales

Energía y cambio climático (ECC)

El cuidado del planeta fue, sin duda, el tema más tratado en este congreso: se habló de la provisión de energía como elemento indispensable para el desarrollo económico y social. Este capítulo analizó las matrices energéticas en el mundo y compartió la necesidad de incrementar el uso de energías no contaminantes y renovables. Esta transición llevará tiempo, en el que será crucial el aporte de la ingeniería y el respaldo de Gobiernos a la innovación.

En cuanto a la preocupante contaminación ambiental y a la emisión de gases de efecto invernadero, se debatieron distintas posibilidades para reducirlos, para morigerar los efectos y para lograr la cooperación de los países más desarrollados a la hora de financiar proyectos. La ingeniería tiene el deber de buscar un límite para estas emisiones mediante la creación de nuevas tecnologías, siguiendo la línea de los protocolos de Kyoto, Copenhague y de Cancún de este diciembre.

Conclusiones y recomendaciones finales

Al finalizar el congreso de cuatro días y su exposición de visitas multitudinarias, los organizadores difundieron sus conclusiones en la denominada "Declaración de Buenos Aires". Entre muchas otras, además de comprometer a los organismos que congregan a los ingenieros para que difundan el congreso, consistieron en los siguientes puntos:

- Lograr que ingenieros e instituciones de Gobierno y privadas incentiven la capacidad de innovar y de incrementar la eficiencia y la competitividad de las empresas utilizando sus conocimientos y las tecnologías adecuadas para suplir necesidades actuales y futuras de manera sostenible.
- Exhortar a los poderes públicos a que den prioridad y promoción a las carreras de ingeniería y demostrar interés en la mayor participación de la mujer.
- Colaborar con la Unesco para que entre en vigencia el Programa Internacional de Ingeniería propuesto por la convención de la FMOI reunida en Brasilia (WEC 2008) y aprobado por la Unesco en octubre de 2010.
- Pedir a Gobiernos nacionales, organismos y bancos

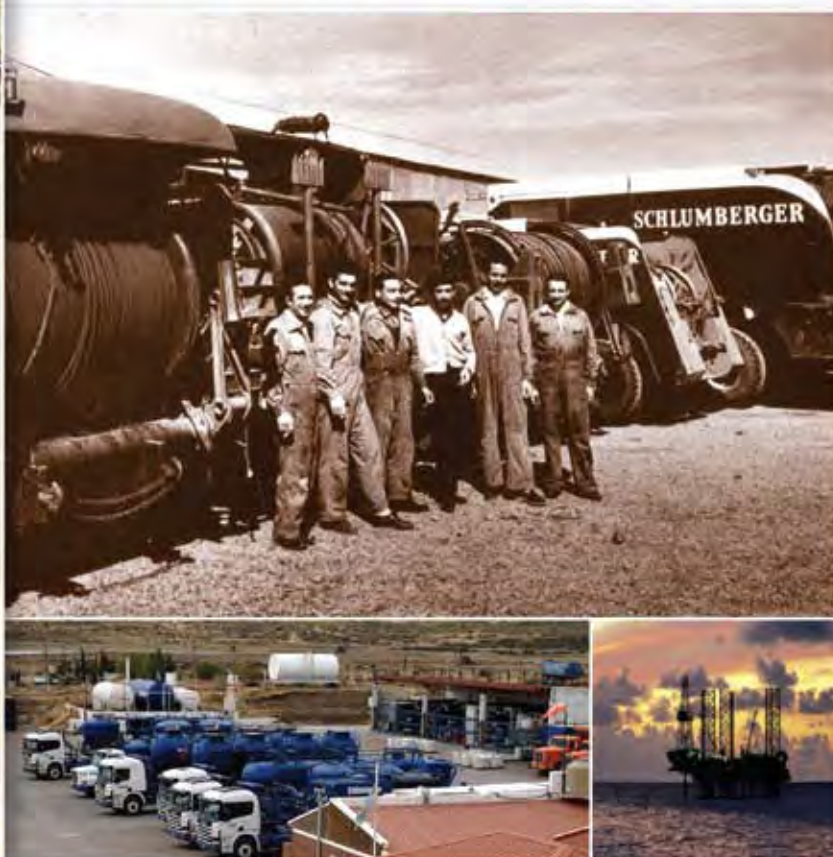
que respalden las instituciones de la ingeniería en su responsabilidad como promotores y ejecutores de la innovación tecnológica y del desarrollo físico para así acelerar el cumplimiento del compromiso mundial de superar el hambre, la pobreza extrema, la segregación social, la desigualdad de géneros, el deterioro ambiental y las amenazas del cambio climático.

Asimismo, entre otras recomendaciones, se destacaron:

- Respaldo la investigación científica, la creatividad, y la investigación y el desarrollo tecnológico (I+D) propios de la ingeniería.
- Intensificar la acción de los ingenieros en el sector productivo de bienes y servicios e impulsar en las empresas la innovación productiva y la producción limpia.
- Que esto no implique agrandar la brecha tecnológica entre países más y menos desarrollados.
- Que el accionar técnico-económico de la ingeniería se inserte en un marco de cooperación y complementariedad con las ciencias sociales, cuyo respeto y estímulo a los valores solidarios son imprescindibles para materializar el desarrollo humano.
- Que la ingeniería inspire una decidida cooperación para el cumplimiento de las Metas de Desarrollo del Milenio, establecidas unánimemente por las Naciones Unidas.
- Que los ingenieros privilegien en lo instrumental la selección, la adopción o la creación y utilización de tecnologías sostenibles.
- Que ingenieros y empresarios elijan programas agrarios, de infraestructuras y de producción de bienes y servicios que contemplen el ciclo de vida completo de cada iniciativa (insumos, procesos, productos y residuos). Y considerar, en cada etapa de los procesos constructivos y productivos, la legitimidad de los fines, la economía de los medios utilizados y los efectos sobre el medio ambiente físico y social.

El Congreso Mundial y Exposición: Ingeniería 2010-Argentina fue declarado de interés por el Gobierno nacional y por el Honorable Senado de la Nación. Asimismo, recibió el auspicio de la Unesco; del Ministerio de Planificación Federal; del Ministerio de Educación de la Nación, a través de la Comisión Nacional Argentina de Cooperación con la Unesco, y del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. ■

Una Valiosa Herencia Un Brillante Futuro



75 años brindando servicios de calidad en Argentina

Nuestro historial de liderazgo tecnológico, seguridad y experiencia nos ha ayudado a desarrollar sólidas alianzas y a realizar, en todo momento, operaciones seguras y exitosas.

Estamos convencidos de que brindando servicios adaptados a su proyecto lo ayudamos a cumplir sus objetivos. Nos enorgullecemos de los compromisos y alianzas que establecimos juntos.

Con profundas raíces en la industria del petróleo y el gas de la Argentina, Schlumberger continúa siendo la principal compañía de servicios petroleros.

Algunas relaciones simplemente continúan mejorando.

www.slb.com

Pericia Global | Tecnología Innovadora | **Impacto Medible**

Schlumberger



La mujer y los jóvenes en la ingeniería y en la empresa

La profesión revaloriza a todos sus componentes

El Congreso Mundial y Exposición: Ingeniería 2010-Argentina dedicó un sitio especial a la presencia de la mujer tanto en el ámbito profesional como en los cuadros de las organizaciones de las empresas. También hizo hincapié en el futuro de la profesión a través de los jóvenes que se adentran en la carrera.

En efecto, un día antes de la inauguración oficial, tuvieron lugar los foros “La mujer en la ingeniería y en la empresa” y “Los jóvenes en la ingeniería y en la empresa”. El primero fue un ámbito de debate sobre el papel que han alcanzado las representantes del sexo femenino en la profesión. El segundo, un espacio para reflexionar acerca de la vocación de los estudiantes jóvenes hacia las ciencias duras, decisiva a la hora de formar expertos en temas técnicos.

La presencia de la mujer

Respecto de las mujeres, se celebró el hecho de la creciente conciencia acerca de que la carrera necesita cerebros más allá de cuál sea su recipiente. Asimismo, se destacó el impacto que esta realidad tiene en el sector productivo de todos los países, sobre todo en áreas rurales, que sufren una deserción cada vez mayor y necesitan de cuanta mano de obra especializada se pueda.

El objetivo del foro también fue analizar los campos de interés que surgen para el desarrollo profesional de la mujer y resaltar la importancia de su actuación y de sus decisiones en la tecnología y en la innovación para promover el avance hacia un desarrollo sostenible. Se concluyó en que, “cuando todos los sectores productivos comprenden la importancia de contar con capital humano calificado, este merece un desarrollo de carrera justo y equitativo”, independientemente de si es hombre o mujer.

Una muestra de que se puede llegar es María Jesús Prieto-Laffargue, flamante presidenta de la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros (FMOI). Se trata de un ámbito duro, según dijo, pero todo empieza por exigirse a una misma. “En momentos duros, pensaba que, si los hombres podían salir adelante, yo también. Y seguía avanzando”. Y resume su carrera con las siguientes palabras: “Como ingeniera de telecomunicaciones, participé activamente en el Colegio de Ingenieros de Telecomunicación, en tres o cuatro asociaciones; y después me eligieron presidenta del Instituto de la Ingeniería de España (IIE), que engloba todas las asociaciones de ingenieros vigentes en España desde finales del siglo XIX y principios del siglo XX. Allí, fue cuando me empecé (sic) a involucrar en los temas mundiales”.

Los temas principales fueron presentados por especialistas del país y del mundo, como Marie-Hélène Therre,

ingeniera y presidenta del comité permanente “La mujer en la Ingeniería”, de la FMOI; Ana Sanguinetti, profesora investigadora de la Universidad Austral; Patricia Debeljuh, profesora de la Universidad Argentina de la Empresa (UADE); Silke Pageler, doctorada, de la Asociación de Ingenieros de Alemania; e Yvette Ramos, ingeniera y vicepresidente de la Red Internacional de Mujeres Ingenieras y Científicas (INWES), entre otras personalidades.

Los jóvenes y la vocación

Por su parte, el foro de jóvenes recibió a más de 2000 estudiantes de ingeniería de todo el país, promovidos por un convenio firmado entre el Centro Argentino de Ingenieros y el Ministerio de Educación de la Nación.

El congreso concluyó, en sus declaraciones, en que las nuevas generaciones dan mucha importancia a tener una perspectiva profesional clara y que los Gobiernos y las universidades, junto con las entidades de la ingeniería y las empresas, deberían analizar y difundir la demanda del mercado laboral para facilitarles la inserción. Asimismo, se respaldó una acción del Gobierno y de la actividad privada para estimular el desarrollo de vocaciones hacia los estudios técnicos y la ingeniería. Se destacó también la necesidad de promover las actividades de innovación y el espíritu emprendedor en las nuevas camadas de ingenieros, así como los buenos resultados de auspiciar concursos que impulsan dichas actividades y difunden sus resultados.

El capítulo coincidió con el VIII Congreso FMOI para la Educación del Ingeniero y con el VII Congreso Argentino para la Educación del Ingeniero, con los que tuvo una agenda común. Pocos días antes, se había celebrado el CAEII-CLEIN Buenos Aires 2010 entre el Congreso Argentino de Estudiantes de Ingeniería Industrial y carreras afines (CAEII) y el Congreso Latinoamericano de Estudiantes de Ingeniería Industrial y afines (CLEIN).



Prieto Lafforgue



Pablo Bereciartúa

Se convino en que la educación del ingeniero “debe procurar una formación integral del profesional con una sólida base científico-tecnológica, capacidad de gestión y dirección, y claros criterios de responsabilidad tanto ambiental como social, cultural y ética”. Y se postuló que “el graduado debe estar preparado y motivado para integrarse con el medio en que actúa, percibir sus características, y transmitir y explicar sus propias propuestas para ser reconocida su contribución como pilar fundamental para impulsar los aspectos físicos del desarrollo socio-económico y la integración de la población superando inequidades y situaciones de aislamiento o carencia de servicios”.

Pablo Bereciartúa, ingeniero y presidente del Foro de Jóvenes de Ingeniería 2010-Argentina, relató su intención de “involucrar a todas las universidades relacionadas con la ingeniería en el país y también a aquellas que manifiesten interés desde el extranjero”.

El papel del ingeniero es crucial para el desarrollo de un país, según se dijo. “La prosperidad de los países y sus sociedades se relaciona cada vez más con la capacidad de innovar...”. Para ello, es necesario promover, especialmente en los países en desarrollo, la creación de capacidades en ingeniería y tecnología y las de jóvenes empresarios innovadores. Se trata de capacidades orientadas hacia la producción de bienes y de servicios con conocimiento propio agregado y hacia áreas de vanguardia, cuya formación ética los comprometa para cooperar con su propio país.

Además, se remarcó la importancia de que, durante sus estudios, el futuro ingeniero fortalezca su capacidad de iniciativa para que, una vez graduado, pueda seleccionar, crear o adoptar tecnologías sostenibles, ejercer una vinculación activa con los sectores productivos y afianzar una mentalidad propicia para formar empresas tecnológicas propias, actuando de manera independiente, o para innovar al incorporarse como profesional en relación de dependencia en una empresa existente. ■

Nota II de II

Perspectivas exploratorias de la plataforma continental argentina

Por **Daniel Alberto Kokogian**,
Presidente de New Milestone

Tras las consideraciones en el número anterior de *Petrotecnia* sobre la actividad exploratoria llevada a cabo en las distintas cuencas construidas bajo las aguas del Mar Argentino, se analiza aquí puntualmente el potencial de la Cuenca de Malvinas Norte a la luz del anuncio en los últimos meses sobre el hallazgo de petróleo por parte de la empresa británica Rockhopper

Esta nota, cuya segunda y última parte se publica en este número, ha buscado concentrarse en los aspectos de exploración y desarrollo en el *offshore* (costa afuera) del Mar Argentino, donde muchos estiman que se halla la respuesta para las necesidades de energía de la Argentina. En la primera parte, se analizó lo realizado hasta el momento en todas las cuencas *offshore* de nuestro país y se incluyó un segmento especial sobre las características geológicas y los antecedentes petroleros de la denominada “Cuenca de Malvinas Norte”.

En esta segunda parte, se cubrirán en profundidad la evolución y los últimos datos obtenidos en los



Petrotecnia publicó la primera parte de esta nota en la edición de octubre de 2010.

nuevos pozos exploratorios perforados durante el año 2010. El autor tratará de brindar al lector una interpretación que se limite al plano técnico de estos. Como es de público conocimiento, el tema fue ampliamente publicitado por alguna de las operadoras que perforaron los pozos; y sus comentarios, reproducidos por la prensa mundial y nacional a gran escala. No se descarta la influencia del factor político por sobre los aspectos técnicos y económicos en esos comentarios.

Es indudable que, al finalizar la presente campaña exploratoria en Malvinas Norte, se tendrá una visión mucho más ajustada del potencial en esa cuenca. Malvinas Oriental es una frontera de altísimo riesgo, y es costosa. Y, para el sector de la Cuenca de Malvinas bajo control británico, se aplican los mismos comentarios que para el sector bajo jurisdicción argentina. Sin lugar a dudas, el acceso de nuestro país a posibles reservas en estas zonas implica aspectos políticos sobre todo, más que técnicos.

Vale aclarar finalmente que el presente artículo fue escrito luego de la perforación de los pozos Liz y Sea Lion, pero con anterioridad al ensayo del Sea Lion y a la perforación de Toroa, Ernest y Rachel. Con el objetivo de mantener el valor técnico del análisis realizado, el autor optó por no modificar el texto original e incluir los comentarios sobre los resultados de los pozos como notas del autor.

El prospecto Sea Lion

Según los comunicados de prensa de Rockhopper, el pozo fue perforado durante abril y mayo de 2010 (figura 19), alcanzó una profundidad final de 2744 m y encontró unos 53 m de *pay* en rocas depositadas, en un ambiente de abanicos o *fan deltas*, de edad barremiana y que gradarían lateralmente a la potencial roca generadora (figuras 23 y 24). Teniendo en cuenta las limitaciones de acceso a mayor información, debemos decir que quien suscribe está de acuerdo

con la interpretación paleoambiental postulada, con la presencia de figuras progradantes, que pueden ser interpretadas como *fan deltas*. Ello se manifiesta claramente en las líneas sísmicas difundidas; las formas de abanico resultan también evidentes en los mapas de amplitud generados (figura 24).

El mencionado *net pay* ha sido interpretado a través de perfiles, y también se han obtenido muestras de petróleo que, según los análisis realizados, arrojan un resultado de 26,4 a 29,2 °API. Por razones que desco-

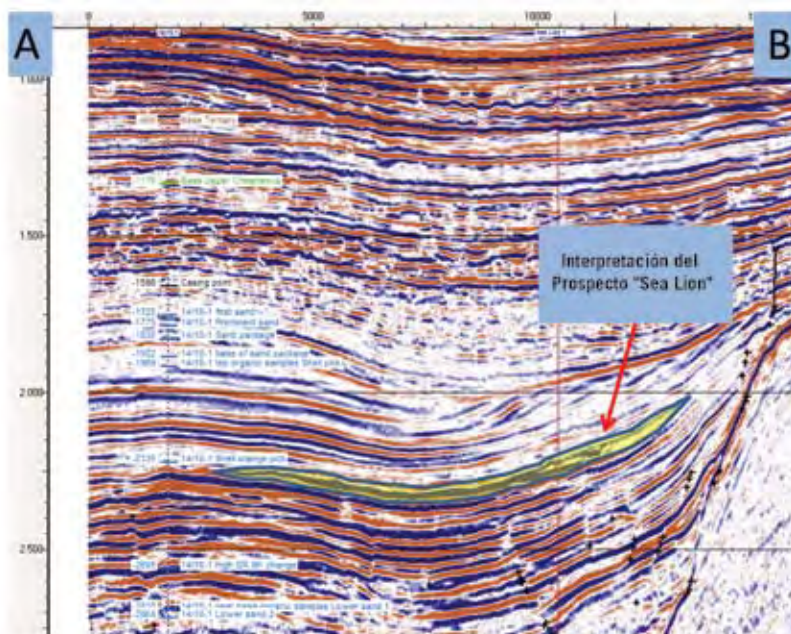


Figura 23. Línea sísmica que muestra el prospecto Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

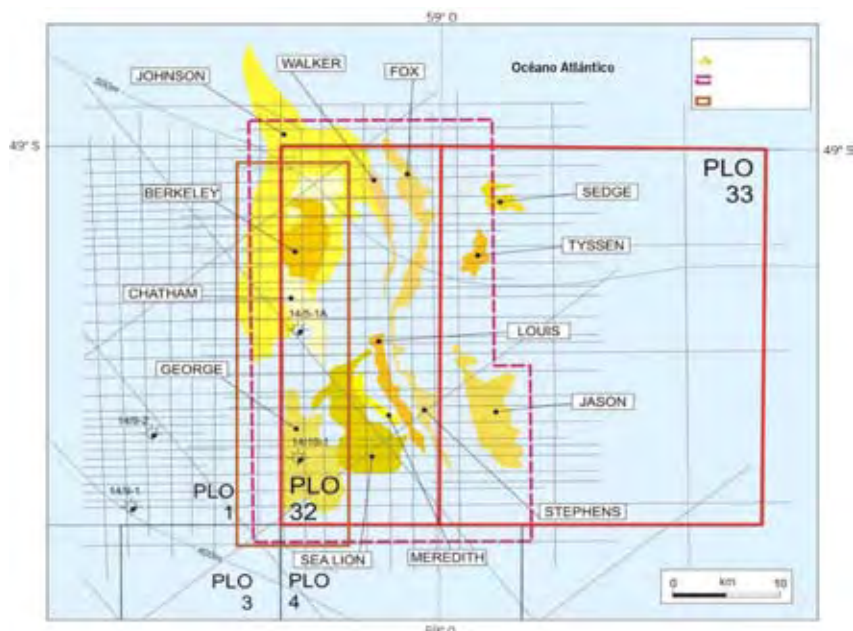


Figura 19. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

nocemos, el pozo no fue ensayado, sino puesto en espera de terminación mientras la plataforma se trasladaba a perforar el prospecto Toroa en Malvinas Oriental. Se generó un comunicado de prensa, fechado el 23 de julio, en el que se mencionaba que la plataforma Ocean Guardian comenzaba a perforar el pozo Ernest; se esperaba llegar al fondo en unos treinta días y luego trasladar la plataforma para ensayar el Sea Lion.

En el Sea Lion, las arenas con hidrocarburos se encontraron entre los 2374 m (donde se ubicaría un sello regional) y los 2591 m, lo que definía un *gross interval* de 217 m. Dentro de esta sección, se ubican los 53 m de *pay*, distribuidos en siete niveles diferentes. El más espeso alcanza los 30 m; esto deja espesores promedios de

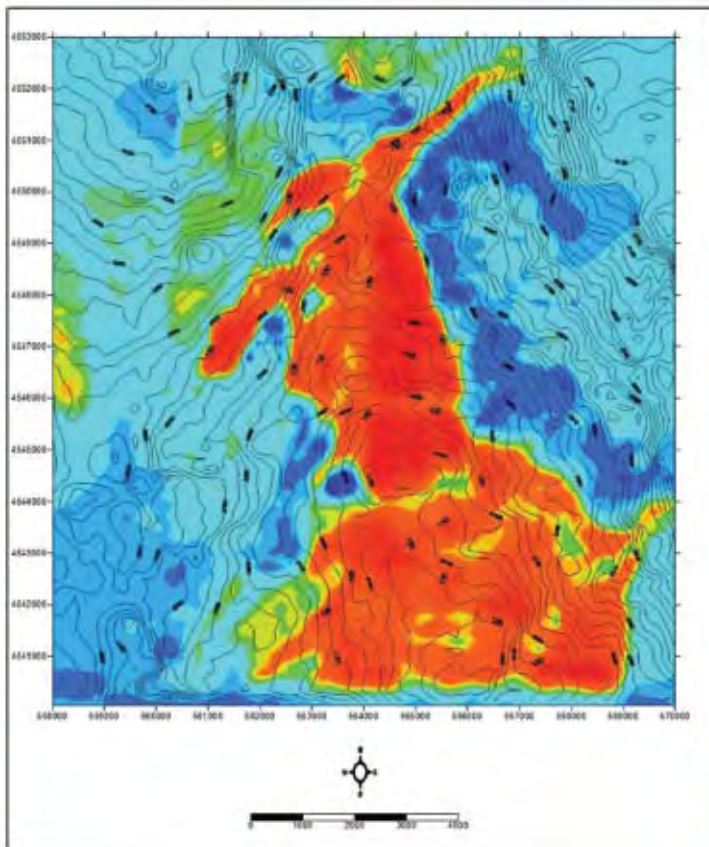


Figura 24. Mapa de amplitudes que muestra el abanico y mapa estructural sobre Sea Lion. Tomado de Rockhopper, WEB

3 m cada uno para los otros intervalos. Estos datos indican que se está en presencia de reservorios construidos en un ambiente donde predominan facies no reservorio (*mid a outer fan*), por lo que su continuidad podría ser, en principio, limitada.

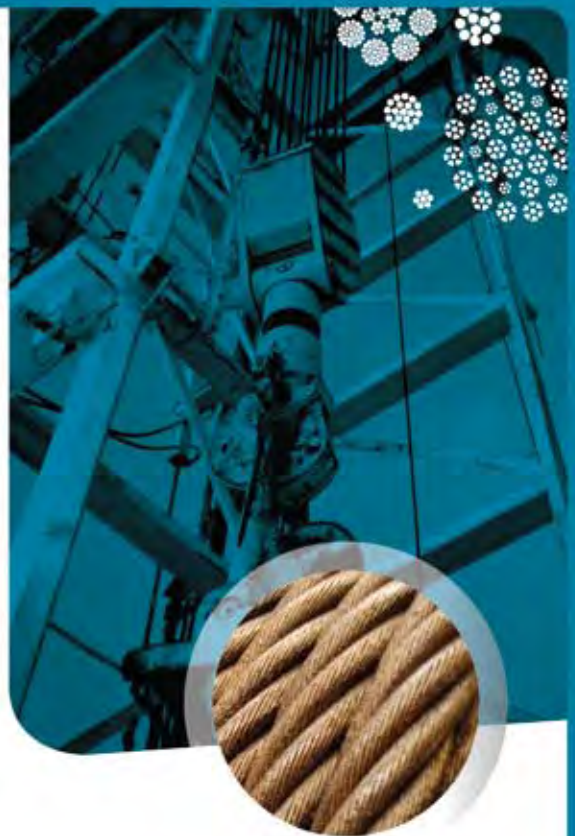
Si bien la información aportada por Rockhopper en ocasiones es aislada y confusa, una revisión detallada puede arrojar algunas consideraciones que avalan lo mencionado respecto de la continuidad de los reservorios. Es así que se menciona que los datos de presión permiten suponer la presencia de dos columnas de petróleo independientes y que las arenas con hidrocarburos más delgadas y a mayor profundidad probablemente se encuentren muy por debajo del límite mapeado en sismica para el *Sea Lion Fan*. ¿Serán facies distales de abanicos más viejos dentro de una secuencia progradante?

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



www.iph.com.ar



EXTERRAN™

El equipo que lo acompaña
en el logro de sus resultados



La porosidad promedio que se dio a conocer es del 19%; y la permeabilidad es catalogada como buena, no aporta valores absolutos concretos. Todo parece indicar que los reservorios, en consonancia con la interpretación paleoambiental, son de moderada a regular calidad. Quizás este sea el motivo por el cual Rockhopper señala que el posible yacimiento debería construirse con pozos horizontales e implementando la recuperación secundaria temprana con el fin de alcanzar valores de recuperación por encima del 15% tomado para sus evaluaciones de reserva P90. Si esto es así, resulta incongruente con el 30% de RF asumido en los cálculos de reserva del prospecto: valor que, a simple vista, parece muy optimista.

En conclusión, tal vez el pozo no haya sido terminado a raíz de lo expuesto anteriormente. Si bien se han recuperado muestras de petróleo y su presencia en varios niveles arenosos ha sido interpretada en los perfiles, hay más de un motivo para demorar la terminación, que deberá ser analizada en detalle, puesto que ofrece innumerables alternativas. Además, podría arrojar resultados no del todo favorables al financiamiento futuro del proyecto.

Existe en los comunicados de prensa una clara intención de mantener altas expectativas en cuanto al prospecto, que pueden ser lógicas, aunque tanto empeño resulta, cuando menos, llamativo. Por ejemplo, se menciona que las anomalías de amplitud muestran la presencia de mayores espesores de reservorio en casi todas las direcciones a partir del pozo. ¿Por qué se perforó allí, entonces, y no en los sectores donde las anomalías eran más conspicuas?

Otra afirmación bastante agresiva formula que una acumulación de 60 MMBO es explotable en términos económicos con un precio del petróleo de US\$ 50 por barril. Aseveraciones como esta rondan el límite de lo temerario, toda vez que los *economics* que Desire Petroleum mostró con anterioridad para los prospectos de la zona presentan un NPV negativo para esos valores de precio de petróleo y magnitud de acumulación. Finalmente, ¿cómo puede arriesgarse semejante predicción cuando no se tiene idea alguna de la productividad de los pozos?

Para saberlo, habrá que esperar a

la terminación del pozo y, en caso de producir resultados positivos, ver cuáles son las posibilidades de desarrollo del prospecto, dado que la productividad de los pozos será el factor clave para la economicidad de un probable yacimiento. Recordemos que el costo estimado por pozo es de 60 millones de dólares.

Cálculo de recursos del Sea Lion

De acuerdo con la evaluación preparada por RPS Energy Pty Ltd para Rockhopper Exploration, el cálculo probabilístico de recursos contingentes del Sea Lion, en MMBBL, es:

- *In Place*: Bajo: 382, Mejor: 806, Alto: 1673, Promedio: 943
- Recursos contingentes: Bajo: 57, Mejor: 242, Alto: 669, Medio: 291

No existe acceso a los datos utilizados como *input* de estos cálculos probabilísticos; pero, según la información incluida en distintos informes, es posible que esta esté refrendada por una extensión de 45 km² para el prospecto, basado en amplitudes sísmicas; espesores en el pozo considerados promedio para todo el prospecto; porosidad promedio del 19 %; y, como es claro en el gráfico, un factor de recuperación del 30 %, quizás un tanto optimista para el tipo de ambiente sedimentario propuesto. No tenemos conocimiento de otros datos utilizados para obtener la magnitud del recurso.

Nota del autor: Con posterioridad a la finalización de este artículo, hubo varios comunicados de prensa de Rockhopper Exploration sobre los resultados del ensayo del pozo Sea Lion. El 17 de septiembre de 2010, comunicaron que el pozo se ensayó por dieciocho horas y que se mantuvo un nivel de producción de 2000 bbl/d y un flujo máximo de 2304 bbl/d. No se aportaba ningún dato adicional, lo cual limitaba toda posibilidad de ponderar en su magnitud el posible descubrimiento.

Se emitió un nuevo comunicado de prensa, fechado el 24 de septiembre de 2010, en el que, a mi entender, se percibía cierta intención de Rockhopper de mantener altas las expectativas, ya que señalaba que, sin los inconvenientes encontrados en este ensayo, un pozo similar podría llegar a producir 4000 bbl/d. Conven-

gamos en que esta afirmación no es para nada ingenua, ya que con 2000 bbl/d, tal como se menciona en el artículo, difícilmente los pozos resulten económicos. Salvo esta aclaración, no se aportaban datos adicionales que permitieran estimar de algún modo fehaciente las reservas dadas a conocer, que parecían marcadamente optimistas y, quizás, tenían un sustento técnico muy cuestionable.

Todas las dudas generadas por los comunicados de prensa fueron, en su momento, compartidas con Rockhopper por correo electrónico. No se reproducen aquí esos documentos para no abusar de la paciencia del lector. Sí puede decirse que los mencionados correos nunca fueron contestados.

Sin embargo, con fecha posterior, el 13 de octubre de 2010, en un nuevo comunicado de prensa, Rockhopper manifestó que, de acuerdo con recomendaciones efectuadas por consultores, tanto el OOIP P50 como los recursos contingentes 2C deberían ser reducidos al menos el 30%. Los motivos en que se basaba esta recomendación eran varios, y basta con remitir al lector a la página de Internet de Rockhopper, donde figuran claramente especificados. No obstante, conviene resaltar aquí que el principal factor mencionado es la imposibilidad de definir la distribución de los reservorios tanto en la vertical como en la horizontal, la continuidad y conectividad de estos y, sobre todo, la falta de más puntos de control (léase nuevos pozos).

En concreto, los consultores independientes están utilizando los mismos cuestionamientos planteados en este trabajo que Rockhopper pasó por alto hasta el momento de ese comunicado de prensa. Allí, se insiste en que la Junta Directiva de Rockhopper tiene una visión distinta de la de los consultores.

Si bien no es posible realizar una evaluación exhaustiva del ensayo del Sea Lion por no contar con toda la información básica, del análisis de los datos publicados puede concluirse en que:

- La acumulación ensayada es pequeña.
- El reservorio parece tener muy baja transmisibilidad.
- La presión de surgencia en boca de pozo es muy baja; debería estar en el orden de las 400-450 psi y es

solo de 120 psi.

Sin duda, ninguna de las características mencionadas resulta muy atractiva desde el punto de vista de la calidad de los reservorios.

Respecto de la posibilidad de obtener pozos con mayor productividad, únicamente podemos referirnos a dos de los factores mencionados por Rockhopper: resolver el tema de las parafinas y los pozos horizontales.

Consideramos que no resultará tarea sencilla eliminar los problemas de precipitación de parafinas, al menos con costos manejables, si las aguas del Atlántico Sur se encuentran a 4 °C. ¿Cómo esperan erradicar estos problemas? Podrán minimizarlos, pero eso requerirá sin lugar a dudas alternativas de extracción más costosas y entrar a los pozos periódicamente para "limpiarlos". Este hecho incidirá en la productividad promedio de los pozos y en los costos de mantenimiento y de producción. Alimentar las expectativas de duplicar la producción eliminando el problema de la parafina en su totalidad parece ser una postura un tanto ingenua, cuando no tendenciosa.

En cuanto a la construcción del posible yacimiento perforando pozos horizontales, todo parece indicar que, si bien no debe descartarse dicha alternativa, resulta un tanto prematuro y arriesgado plantearla como solución, toda vez que se carece al momento de datos concretos sobre la distribución de los reservorios, su continuidad o conectividad. Debemos tener presente que el pozo ya mostró signos de compartimentalización o no conectividad de los reservorios a partir de los datos de presión obtenidos.

Desde mi punto de vista, esta alternativa es hoy una posibilidad remota y no debiera ser presentada ante la opinión pública, los inversores y el mercado en general como una solución comprobada. Recordamos en este punto que lo único que sí parece una certeza hasta el momento es que el ambiente de depósito se base en *fan deltas*, con lo cual habría que esperar una altísima heterogeneidad de los reservorios.

Por lo aquí mencionado, en

opinión de quien esto escribe, el valor del ensayo en el Sea Lion consiste en aportar el primer volumen de petróleo en la Cuenca de Malvinas Norte. Se trata de un hito importantísimo; sin embargo, afirmar que constituye el descubrimiento del primer yacimiento de petróleo en la cuenca es un tanto prematuro. Se requerirá de un importante esfuerzo adicional, básicamente varios pozos de delineación, para confirmar si se está en presencia de reservas de petróleo o de un recurso. Este autor

cree, en síntesis, que los principales argumentos postulados en el artículo para este prospecto mantienen absoluta vigencia luego del ensayo del pozo Sea Lion.

A partir de los anuncios iniciales sobre el Sea Lion, las acciones de Rockhopper subieron considerablemente de un nivel de 80 p a 300 p; y después del ensayo, a 500 p. Luego de los comunicados aclaratorios tanto del ensayo como del de potenciales reservas, la acción sufrió una caída al nivel de los 300 p.



Advancing Reservoir Performance

Tecnología y Experiencia para agregar valor a su reservorio

Todos los días, en Argentina y en el mundo, los expertos de Baker Hughes evalúan las necesidades de sus clientes para el desarrollo de tecnologías de avanzada que optimizan la eficiencia operativa en los distintos yacimientos.

Servicios y Productos de perforación, evaluación, completación y producción sumados a nuestro equipo de consultores en reservorios, alcanzan resultados superiores reduciendo costos y riesgos, mejorando la productividad y maximizando la recuperación.

Tanto en la extracción de reservas adicionales de un yacimiento maduro como en la exploración de nuevos reservorios, Baker Hughes es la clave para agregar valor a su operación.

www.bakerhughes.com

**BAKER
HUGHES**

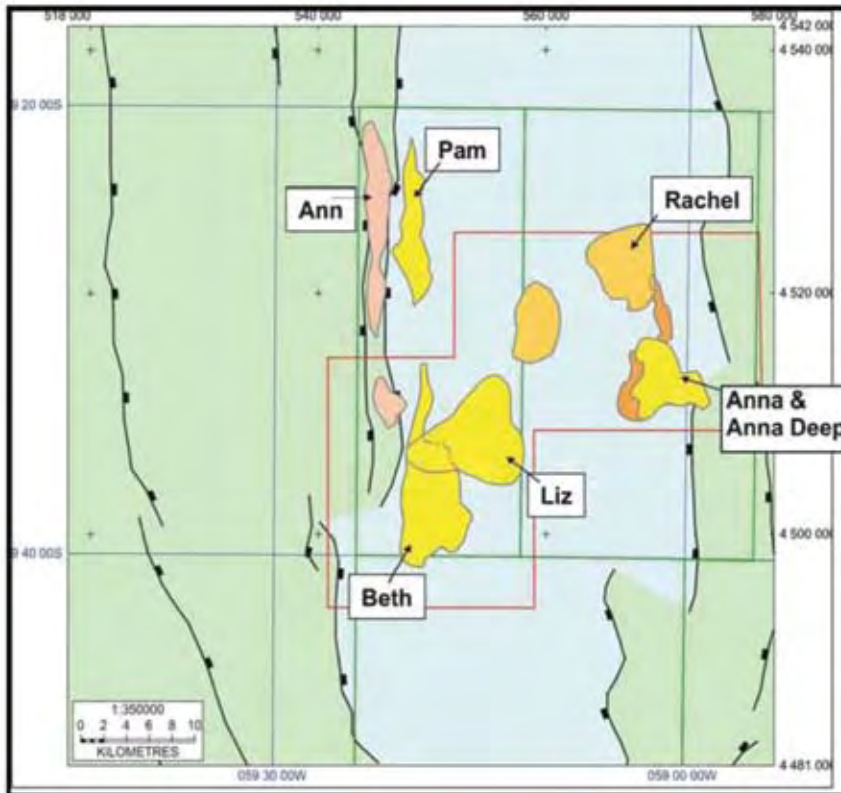


Figura 18. Ubicación de prospectos y Leads, entre ellos Liz y Rachel. Tomado de Desire, WEB

El prospecto Liz

El pozo Liz 14/19-1 (figura 18) fue perforado por Desire Petroleum antes del pozo Sea Lion y fue abandonado

como pozo descubridor de gas tras alcanzar la profundidad de 3667 m (figuras 25 y 26).

Pero, desde mi punto de vista, el pozo de ningún modo puede ser

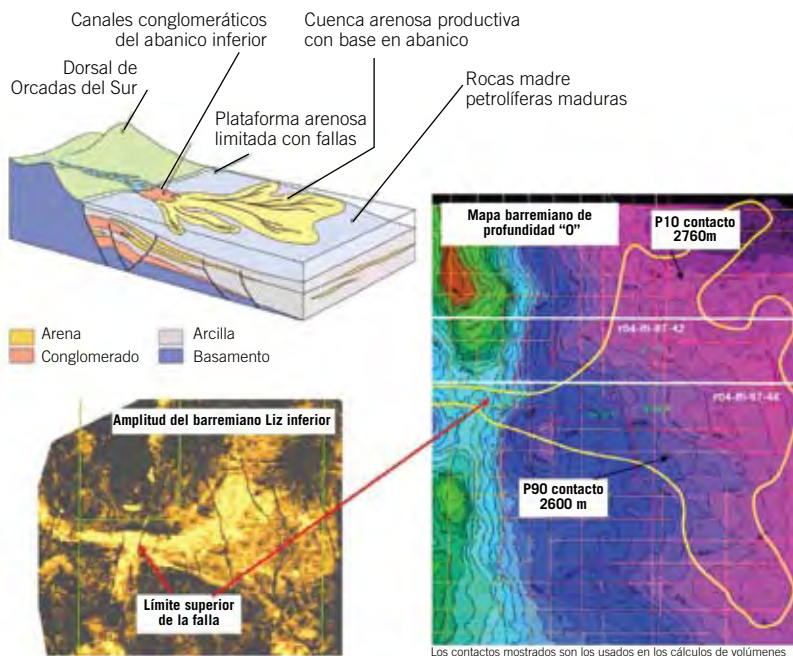


Figura 25. Prospecto Liz: modelo barremiano en abanico. Mapas de profundidades y amplitudes sísmicas. Tomado de Desire, WEB

considerado descubridor de gas ni de un yacimiento de gas. En todo caso, el pozo tuvo *gas shows*, y los perfiles arrojaron 17 m de probable *gas pay*, distribuidos en un intervalo arenoso de 70 m de espesor que se ubica entre los 2961 y los 3031 m. Pudo también definirse que los potenciales reservorios corresponden a arenas de muy baja permeabilidad, que presentan claras muestras de sobrepresión.

El pozo, según Desire Petroleum, también encontró *dry gas* en niveles más profundos del *synrift* que no pudieron ser ensayados debido a las altísimas presiones que ponían en riesgo la operación normal del pozo.

Similitudes

Arenas de baja permeabilidad, gas seco, sobrepresión, ausencia de agua... ¿no resulta familiar esta descripción? No es necesario destacar aquí que resulta muy difícil lograr producciones económicas de este tipo de reservorios aun en zonas como en la Cuenca Neuquina. Por ello, parece al menos temerario pensar que constituyen un descubrimiento en el medio de la plataforma marina. Concretamente, el pozo Liz, a mi entender, es un pozo seco.

Estos resultados son de suma importancia y, como tales, deben incluirse en la evaluación del Sea Lion. El *play concept* es exactamente el mismo: *fan deltas* del Barremiano provenientes de los márgenes del *rift* que ingresan en el ambiente lacustre que, según se cree, contiene la roca generadora (figura 25). Se encuentran muy cerca uno del otro, y la única diferencia es que provienen de márgenes diferentes. Es posible que ambos pozos, cuyos resultados hasta el momento son aparentemente opuestos, estén mostrando la característica de estos *fan deltas* en lo que hace a presencia, calidad y distribución de las facies reservorio dentro de ellos.

Ambos pozos fueron perforados explorando sendas amplitudes sísmicas. El Liz es un *dry hole*, y el Sea Lion está en espera de terminación. Pero no parece prudente considerar que las condiciones petrofísicas que allí se encontraron puedan ser extrapoladas a la totalidad de la anomalía sísmica. En todo caso, podrá haber zonas mejores que las investigadas por los pozos y también otras peores. Lo que

Soluciones integrales para la industria del petróleo y del gas



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



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



SKANSKA

Bartolomé Mitre 401
C1036AAG - Ciudad de Buenos Aires
Tel +54 11 4341 7000
www.la.skanska.com

Resumen del prospecto Liz

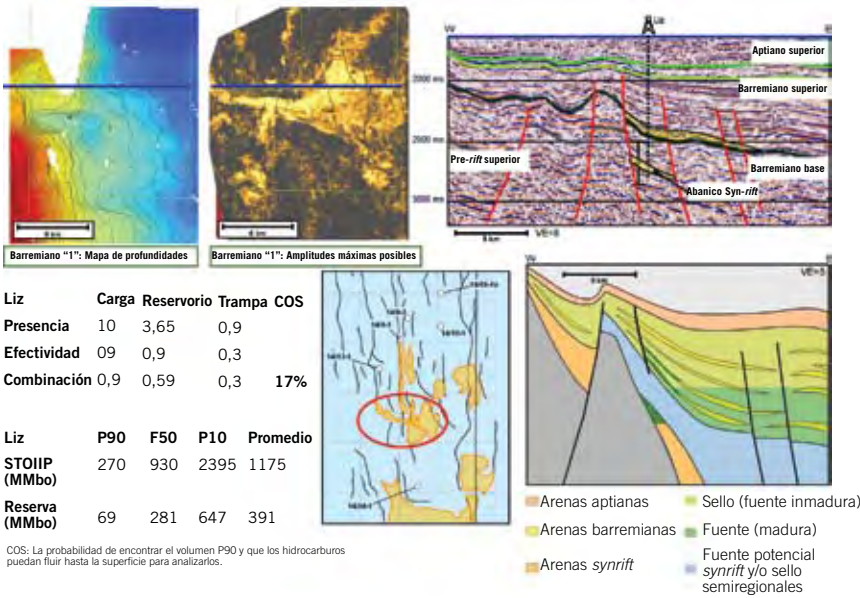


Figura 26. Prospecto Liz. Tomado de Desire, WEB

es correcto desde el punto de vista técnico es afirmar que, para definir la magnitud del supuesto descubrimiento del Sea Lion, habrá que esperar no solo su ensayo, sino, en caso de resultar positivo, la perforación de varios pozos de avanzada.

Pasemos ahora a una rápida revisión de los dos prospectos que, según las operadoras del área, serán perforados por la plataforma Ocean Guardian tras su excursión a Malvinas Oriental para perforar Toroa.

El prospecto Ernest

Según la información disponible, Ernest será el próximo prospecto que investigará Rockhopper (figuras 15 y 27). Desde el punto de vista geológico, constituye un paso importante hacia un *play* que presenta mayor riesgo exploratorio, lo cual está evidenciado, sintéticamente, por las siguientes características:

- El prospecto está ubicado en la zona sur de la Cuenca de Malvinas Norte, donde, hasta el momento, no hay signos de roca generadora. La probada roca madre cretácica parece estar ausente aquí en ocasiones por falta de sedimentación y en otras por estar fuera de la “ventana de generación de petróleo”.
- Tampoco hay signos de potencial roca madre de edad jurásica en este depocentro. Todo parece indicar que se necesita una consi-

derable distancia en la migración desde el norte para poder “cargar” los reservorios.

- Si bien la calidad de los reservorios puede no ser cuestionada, no hay control sobre su distribución.
- El prospecto parece ser una clara figura estructural que tiene cierre en las cuatro direcciones para los niveles del Cretácico inferior (figuras 27 y 28). Estos se apoyan directamente sobre un alto de basamento, y no se observan sedimentos jurásicos.
- A pesar de lo señalado en el punto anterior respecto del cierre estructural, el prospecto fue definido por dos perfiles de CSEM (*Controlled Source Electromagnetic*, figura 29). También se mencionan aparentes



Figura 15. Pozos y sísmica existente en Malvinas Norte. Tomado de Rockhopper, WEB



a. marshall moffat®

Since 1932

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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

INDURA
Ultra Soft



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

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

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

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(0291) 15418-3026- Bahía Blanca

(0299) 443-3211-6139 - Neuquén

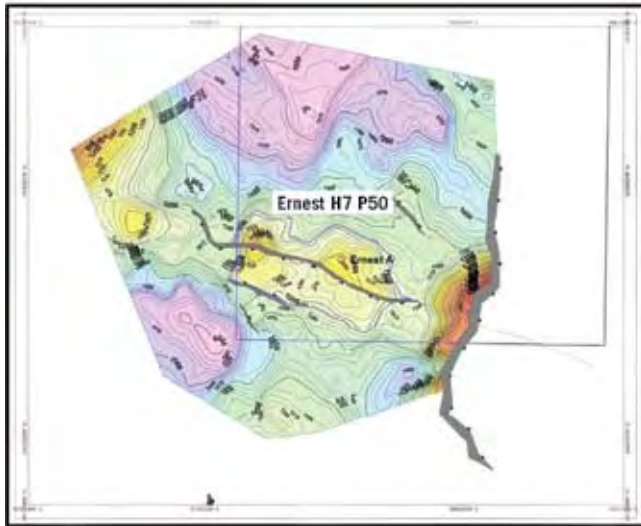


Figura 27. Prospecto Ernest, mapa estructural. Tomado de Rockhopper, WEB

anomalías positivas de AVO. Los mismos estudios de Rockhopper relativizan la justeza de los análisis de anomalías AVO, toda vez que no hay pozos en la zona que permitan ajustarlas. A nuestro entender, existe otro dato que no es menor: la interpretación se realizó sobre líneas sísmicas en 2D, ya que no hay adquisición de 3D sobre el prospecto.

- Observando la única línea publicada que muestra la anomalía de CSEM (figura 29), se ve claramente que esta no ocupa toda la estructura, sino que está desplazada hacia un flanco, y no se observa anomalía en el flanco opuesto. Este hecho parece indicar que, por lo que

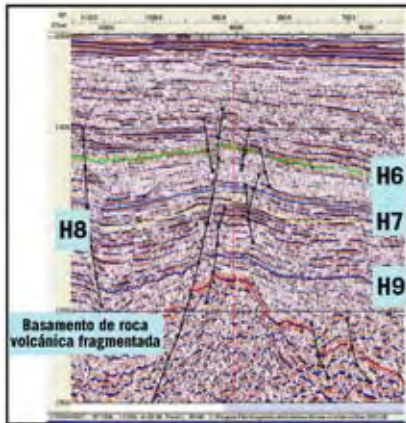


Figura 28. Línea sísmica que muestra el prospecto Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

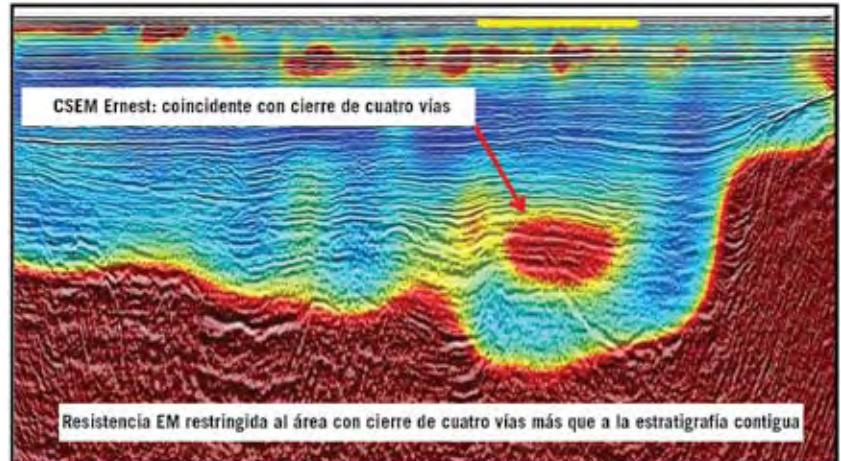


Figura 29. Posible anomalía (CSEM) sobre Ernest. Tomado de Rockhopper, WEB

MARTELLI ABOGADOS

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

nos concierne, o bien hay cambios estratigráficos no contemplados en la evaluación del prospecto o las pretendidas anomalías están relacionadas con cualquier otra factor menos con la presencia de hidrocarburos.

- Se plantea, además, la presencia de DHI por un posible *flat* que se observa en una línea sísmica en 2D. Si bien no se lo muestra como un dato determinante, también es cierto que podría habérselo obviado dada su manifiesta debilidad técnica.

Los recursos que espera Rockhopper para el Ernest, en MMBO, son los siguientes:

- Bajo: 56, Mejor: 156, Alto: 417, Promedio: 195; posibilidad de éxito: 23%.
- De acuerdo con los mismos cálculos, el promedio (*mean*) de 195 millones de barriles corresponde a un FR del 31% sobre un OOIP de 630.

Resumiendo, Ernest es un interesante prospecto, ya que estará investigando una situación totalmente novedosa. Es de altísimo riesgo; a nuestro entender, la posibilidad de éxito está en el orden del 12% y, de ser estéril, no debería llamar la atención. Por el contrario, de resultar en un descubrimiento, generaría un completo replanteo de los modelos exploratorios utilizados hasta ahora.

Nota del autor: Con posterioridad a la escritura de este artículo, el 25 de agosto de 2010, Rockhopper Exploration anunció que el pozo Ernest resultó estéril y fue abandonado. El comunicado es absolutamente escueto y no se expone sobre las razones que pudieron determinar este resultado negativo. En mi opinión, tal y como se expresa en el artículo, el prospecto era altamente riesgoso por la larga distancia de migración requerida y por la debilidad de los soportes técnicos que lo definían. Por ende, las posibilidades de éxito eran muy reducidas.

El prospecto Rachel

La decisión de perforar este prospecto (figura 18) fue tomada

luego de conocerse los resultados del pozo Sea Lion. El *play concept* es similar (figura 30), aunque, en nuestra opinión, hay que tener en cuenta algunas características que pueden aumentar el riesgo de este prospecto.

Los cálculos de recursos, sin riesgo, de Desire Petroleum para el Rachel, en MMBBL, son:

- P90: 38, P50: 230, P10: 630, Promedio: 294; posibilidad de éxito: 15%.

Tal como lo mencionan distintos informes de la operadora, si bien este prospecto es análogo al Sea Lion, aquí no se cuenta con el relevamiento total de sísmica en 3D, ya que no cubre el sector norte del prospecto, que sólo tiene 2D. La trampa requiere de un cierre estratigráfico, además de la presencia de fallas *updip* tanto hacia el norte como hacia el sur. Asimismo, no está claro el sello basal-lateral, dado que en sísmica se obser-

CONVIERTIENDO GAS ASOCIADO
EN ENERGIA

ENERGY
... anywhere, anytime

SoEnergy Central Térmica para la
producción de energía con beneficio
ambiental que reduce los gases
de efecto Invernadero.

SoEnergy Argentina S.A. • Alicia Moreau de Justo 550 Piso 1 UF 21
Puerto Madero CP 1107 • Buenos Aires, Argentina • Tel. + (54 11) 4331 - 3606 www.soenergy.com.ar

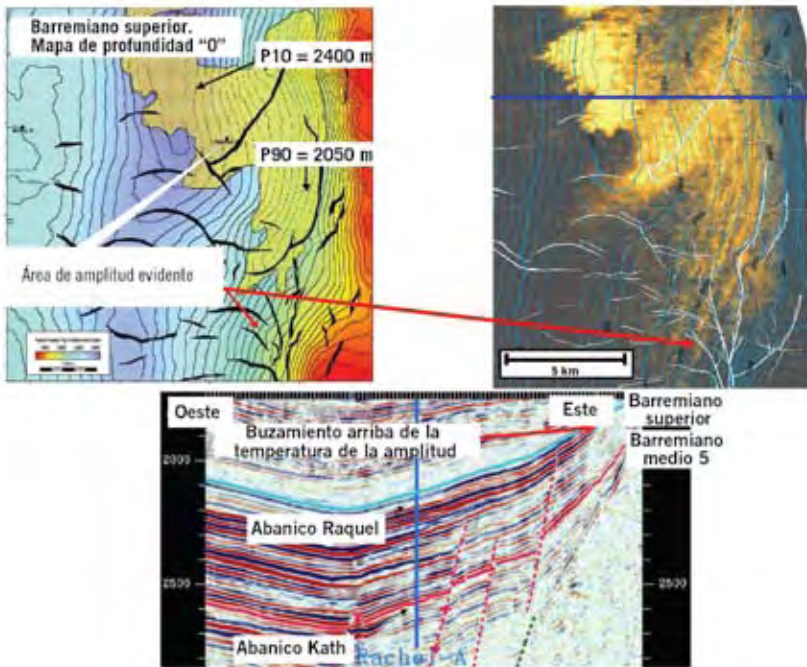


Figura 30. Prospecto Rachel: Barremiano superior a profundidad "0", mapas de amplitud y línea sísmica. Tomado de Desire, WEB

prospecto: la "carga". De acuerdo con los datos aportados por los pozos perforados en el sector norte de la cuenca, aunque el Barremiano contiene facies lacustres generadoras en todo su espesor, solo los niveles basales se encuentran en la ventana de generación de petróleo. Debemos agregar aquí que, según la experiencia propia en ambientes lacustres, la calidad de roca generadora es sustancialmente mejor en la base (donde se encuentran los sistemas transgresivos o *stacking* de secciones condensadas) que en el resto del espesor de las sedimentitas de origen lacustre. La figura sísmica, que constituye el objetivo del Rachel, se encuentra justo en el tope del Barremiano. Por lo tanto, la migración desde su base puede estar impedida por las mismas facies pelíticas no generadoras, y se necesitará de carga por fallas. Si bien se evidenciaron fallas mediante registros sísmicos, habrá que verificar si son efectivas vías de migración.

va un claro carácter transgresivo de la secuencia que constituye el *target*. Ello podría poner arenas en contacto con arenas. No deja de ser sospechoso el arreglo de *backstepping* para un postulado *fan delta* (figura 30).

El pozo más cercano se encuentra a unos 20 km. Se trata del Shell 14/10-1, que, según Desire Petroleum, muestra evidentes signos de

falta de migración; otro dato para tener en cuenta es que, aunque el prospecto fue definido por anomalías en la sísmica, no se han comprobado anomalías AVO. Si bien este tal vez no se considere un dato negativo, al menos es "no positivo".

Desire Petroleum menciona la mayoría de estos riesgos, y calculo que hay un riesgo adicional para este

En conclusión, Rachel es un prospecto de mayor riesgo que el Liz y el Sea Lion, y los resultados del pozo serán muy importantes para ponderar el potencial de la subcuenca septentrional de Malvinas Norte.

Nota del autor: Con posterioridad a la preparación de este artículo, el 15 de octubre de 2010, Desire Petroleum anunció que el pozo 14/15-1 Rachel alcanzó la profundidad final de 2877 m y que no se registró

Reduzca el riesgo exploratorio y optimice al máximo su inversión

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

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

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

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



DATA SEISMIC
Geophysical Services
www.dataseismic.com.ar

responsabilidad

www.aesa.com.ar

AESA
=====

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

Responsabilidad. Uno de nuestros valores.

www.fontanafranco.com.ar

honestidad

responsabilidad

coraje

compromiso

ingeniería • fabricación • construcción • servicios

prueba alguna de hidrocarburos. Sin embargo, mostraron como dato positivo la presencia de 81 m de rocas que tenían buenas características de reservorio y porosidades promedio del 23%.

Como posible responsable del resultado negativo, sostenían que las vías de migración y carga desde la roca madre a los potenciales reservorios no funcionaron adecuadamente. Como puede observarse en el artículo, este punto resultaba, a nuestro entender, el mayor riesgo del prospecto y aparentemente no estaba ponderado de manera adecuada por Desire Petroleum.

En el mismo comunicado, mencionaron que, sobre la base de los resultados aportados por el pozo, era evidente la presencia de rocas reservorio en posición *downdip*, por lo que procederían a perforar un *side track* con un *offset* de 1,2 km respecto del pozo original. A decir verdad, quien escribe desconoce de qué manera pudieron llegar a esta conclusión a horas de haber perfilado el pozo; parece haber sido una decisión, al menos, temeraria o inducida por factores ajenos al análisis puramente técnico.

El 1.º de noviembre, Desire Petroleum anunció que había tenido inconvenientes en perfilar el *side-track* debido, quizás, al alto grado de desviación del segmento dirigido alrededor de 40°. Un día después, por medio de otro comunicado, Desire Petroleum comunicó que no sería posible perfilar el pozo y que este sería obturado y abandonado. En un intento por mantener las expectativas sobre este prospecto, mencionaron que, a partir de los datos obtenidos durante la perforación del *side-track*, podía inferirse la presencia de 25 m de arenas con *show*. Sin discutir la validez técnica de esta aseveración, este espesor es solo un tercio del aparentemente identificado en el pozo vertical.

El próximo paso será reevaluar el prospecto y perforar un nuevo pozo vertical que permita comprobar de manera completa la presencia o ausencia de hidrocarburos. Cuándo se perforará ese pozo aún no está definido. En mi opinión, es factible que no se perfore nunca, dado que ahora a los argumentos ya expuestos antes de la perforación del pozo se agregan dos intentos fallidos.

La primera reacción de los mer-



cados a los resultados del Rachel fue una estrepitosa caída del precio de la acción de Desire Petroleum desde los 320 puntos aproximadamente al rango de los 100; da la sensación de que las intrincadas explicaciones de Desire Petroleum para mantener vivo el interés de los inversores en este *play* no fueron del todo convincentes.

Algunas conclusiones preliminares sobre la actividad exploratoria en las cuencas que rodean las Islas Malvinas

- El esfuerzo exploratorio realizado hasta el momento no es menor. Gran parte de estas cuencas se cubrieron con sísmica en 2D, y la sísmica 3D fue utilizada para interpretar las áreas que presentaban mayor interés prospectivo. Al finalizar esta campaña, se habrán perforado once o doce pozos, cuyos

costos oscilan entre los 40 y los 60 millones de dólares estadounidenses cada uno.

- Ninguna de las grandes operadoras petroleras del mundo están involucradas en estos esfuerzos, aunque no sabemos si estas *entrepreneuses* son apéndices no oficiales de algunas de ellas. Por el momento, lo único evidente es la presencia, en ellas, de muchos ex ejecutivos de BHP. Respecto de Shell, fue claramente activa en la primera etapa y no aparenta estar presente en la actual.
- Estas compañías se están financiando con inversiones captadas en el mercado de capitales de Londres; y, en los últimos meses, sus acciones subieron exponencialmente al compás de los distintos anuncios realizados, en especial sobre el aún no ensayado Sea Lion.
- El Sea Lion constituye la primera prueba concreta de una posible trampa de hidrocarburos en Malvinas Norte. Su magnitud es absolutamente desconocida, toda vez que el pozo no se ensayó. Por lo tanto, podría llegar a ser un yacimiento como el postulado en los anuncios de Rockhopper o quedar simplemente como una buena prueba de que, en la cuenca, se generaron hidrocarburos, aunque sin alcanzar a constituir un yacimiento. Nos parece prudente recordar aquí, sobre todo para aquel lector interesado pero neófito en el tema, que el hecho de recuperar petróleo durante la perforación o el perfilaje del pozo no constituye ningún signo de yacimiento. Como ya fue ampliamente analizado al comentar el Sea Lion, para asegurar que allí hay un yacimiento de las magnitudes sugeridas, primero habrá que ensayar el pozo y luego deberán obtenerse volúmenes de producción importantes (quizás más de 3000-5000 barriles/día). Y, lo que es más importante aún, habrá que perforar unos cuantos pozos de delineación que confirmen la extensión de la acumulación necesaria para que el prospecto resulte económico; este valor seguramente está más cerca de los 200 ó 300 millones de barriles que de los 50 millones de barriles postulados por Rockhopper.



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com

- Luego de esta campaña de perforación, se tendrá una idea bastante ajustada del potencial exploratorio de Malvinas Norte.
- En la Cuenca de Malvinas Oriental, el nivel de exploración es mucho más incipiente, es decir, está en estado inicial. El resultado del pozo perforado no es suficiente para condenar el área ni mucho menos. Es evidente que, en este sector, la inversión de riesgo requerida puede ser de mayor envergadura, puesto que gran parte de la cuenca está construida en profundidades de agua más allá de los 1000 m.
- Hacia el sur de las Islas Malvinas, en el flanco oriental de la Cuenca de Malvinas, ubicado dentro de la denominada zona de exclusión, no se ha realizado actividad exploratoria alguna hasta ahora. Es muy posible que los datos negativos encontrados hasta el momento en el sector bajo jurisdicción argentina hayan mermado el interés exploratorio en este flanco de cuenca.

¿Del *offshore* obtendremos la energía que necesitaremos en los próximos cincuenta años?

Llegados hasta aquí, diremos que, sin duda alguna, como hemos señalado, el área *offshore* de nuestro país alberga algunas de las cuencas que tienen bajo nivel de madurez exploratoria. Sin embargo, esta no es la característica más generalizada y, por ende, no puede adjudicarse ese estado a toda la región marina.

Hemos mencionado que, de acuerdo con nuestro criterio, se han explorado cuencas como la de Rawson y la de San Julián, o sectores de plataforma interna de Salado y Colorado, y los datos negativos recolectados eliminan prácticamente toda posibilidad de presencia de hidrocarburos. Las áreas de plataforma externa de las cuencas de Salado y Colorado, en especial esta última, junto con la Cuenca Argentina, ameritan y necesitan exploración adicional.

El potencial de la Cuenca del Golfo está claramente relacionado con el precio del petróleo. Por el momento,

allí existen solamente recursos. La Cuenca Austral es la más madura desde el punto de vista exploratorio y quizás pueda agregar reservas adicionales a las ya existentes, pero en volúmenes limitados.

La región de la Cuenca de Malvinas bajo jurisdicción argentina parece restringir sus posibilidades hidrocarburíferas hacia su extremo sur, donde próximamente –esperamos– se perforará un nuevo pozo exploratorio; se trata, sin dudas, de una región que justifica esfuerzos adicionales.

Respecto del potencial petrolero de las cuencas en las adyacencias de nuestras Islas Malvinas, aún sigue sin definirse. Si bien hay signos de que pueden existir allí algunas acumulaciones de hidrocarburos, queda claro que la realidad dista mucho de los pomposos anuncios y las predicciones proféticas de la presencia de “miles de millones de barriles de petróleo” allí, como este redactor escuchó en los medios.

Es indudable que, al finalizar la presente campaña exploratoria en Malvinas Norte, se tendrá una visión mucho más ajustada del potencial en esa cuenca, donde aparentemente se encuentran las mejores posibilidades de realizar algún posible descubrimiento. Esperemos.

Malvinas Oriental es una frontera de altísimo riesgo, y es costosa. Y, para el sector de la Cuenca de Malvinas bajo control británico, se aplican los mismos comentarios que para el sector bajo jurisdicción argentina. Sin lugar a dudas, el acceso de nuestro país a posibles reservas en estas zonas implica aspectos políticos sobre todo, más que técnicos.

En suma, el potencial exploratorio de nuestra plataforma está enmarcado en un ambiente de alto a muy alto riesgo exploratorio; y los posibles recursos, sumados a los datos existentes, no parecen ser tan obvios ni estar en los rangos que suelen discutirse en público.

Otro aspecto importante para tener en cuenta es que, dado el nivel de inversiones necesarias y el ya mencionado nivel de riesgo geológico, el avance de la exploración en nuestros mares parece requerir de la participación de compañías de envergadura que tengan las suficientes “espaldas financieras” para emprender esta

actividad; definitivamente no es un juego de niños. Las condiciones para explorar en la plataforma deberán ser, entonces, lo suficientemente explícitas y permanentes como para atraer esas inversiones que, como destino alternativo, tienen el resto del mundo.

Lo aquí expuesto es una interpretación de los datos técnicos disponibles. Seguramente no es la única posible. Pero de ser correcta, la realidad en cuanto al potencial hidrocarburífero de la zona se diferencia, y mucho, de la percepción que de estas regiones tienen la opinión pública y, al parecer, un sector mayoritario de los dirigentes de la Argentina.

En todo caso, no parece prudente hacer descansar las expectativas de autosuficiencia energética en las supuestas bondades aún no descubiertas ni comprobadas del subsuelo del Mar Argentino. Además, debe considerarse que, de existir reservas importantes, estas no estarían disponibles en volúmenes importantes hasta dentro de una década suponiendo que empezáramos hoy mismo.

Por el contrario, y desde un punto de vista estratégico, la migración de nuestra matriz energética hacia combustibles no fósiles parece ser obligatoria e irreversible; este proceso debería implementarse de inmediato si no queremos quedar inmersos en una gravísima situación de insuficiencia energética, dependientes de la importación masiva de petróleo y de gas para abastecer nuestras necesidades energéticas futuras.

En este aspecto, sigue siendo una materia pendiente adecuar la estructura de la industria a un ambiente de yacimientos maduros y descubrimientos cada vez más esporádicos y pequeños; la prolongación de la vida útil de los yacimientos y el incremento de las recuperaciones finales ha sido uno de los fundamentos de la incorporación de reservas de la última década o más.

No cabe duda de que, de continuar en este camino, se requerirá de estructuras más pequeñas y versátiles que puedan manejar producciones cada vez más marginales; la participación de nuevas compañías que puedan tomar y optimizar las operaciones de áreas marginales, hoy en manos de grandes operadoras, parece ser absolutamente inevitable.



COMPañÍA MEGA S.A.

Ganadora del premio
Iberoamericano a la calidad



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

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

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

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

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



 **MEGA**
COMPAÑÍA MEGA S.A.

Esta visión en modo alguno exime a las autoridades, nacionales y provinciales, y al sector petrolero en general de la responsabilidad de llegar a un acuerdo estratégico para definitivamente encauzar la actividad exploratoria hacia los sectores que aún quedan por explorar, ya sea en el *offshore* como en el *onshore*. Estos sectores no son muchos, y sobre todo, parecen estar, en su totalidad, en el ámbito del alto riesgo.

Desde luego, es una empresa difícil. Pero, si no lo hacemos, la responsabilidad del sector y de las autoridades políticas será inocultable; y la inacción, injustificable. ■

Agradecimientos: El autor agradece la lectura crítica y los aportes realizados al texto por los colegas Gualter Chebli, Daniel Figueroa, Carlos Cruz, Alejandro Cangini y Facundo Estivill.

Para obtener más información, se recomienda "Perspectivas exploratorias en el *offshore* Argentino" por Daniel Figueroa, Congreso de Producción del Bicentenario del IAPG, Salta, 2010. www.desireplc.co.uk www.rockhopperexploration.co.uk www.bordersandsouthern.com www.fogL.com

Nota: El presente artículo se ha escrito luego de la perforación de los pozos Liz y Sea Lion, pero con anterioridad al ensayo del Sea Lion y a la perforación de Toroa, Ernest y Rachel. Algunos datos posteriores, que indican, por ejemplo, que Toroa y Ernest fueron pozos secos, se conocieron durante su terminación. No obstante, se optó por no modificar el texto para mantener el valor técnico de lo aquí planteado.

Glosario

AVO: Amplitud Versus Offset, técnica utilizada como indicador de posible existencia de hidrocarburos mediante el método de comparar la variación de las amplitudes de las respuestas sísmicas en función de la distancia fuente-receptor; herramienta

que permite disminuir la incertidumbre y mitigar el riesgo.

FR: Factor de Recuperación.

cocina: posición de la cuenca donde la roca madre está en condiciones de generar y expulsar hidrocarburos.

spill point: punto límite de llenado máximo de una trampa.

in place: en castellano, se usa la expresión latina "in situ" con el mismo significado.

OOIP: Original Oil In Place (o POIS: "Petróleo Original In Situ"). El mismo criterio rige para el gas: OGIP = GOIS.

gas shows: manifestaciones de gas durante la perforación (en el caso del petróleo, se dice *oil shows*).

oil prone: propenso a generar petróleo.

mean: promedio estadístico en una distribución probabilística.

net pay o **pay:** espesor neto útil con saturación de hidrocarburos. Proviene del verbo *to pay* (pagar).

gas pay: espesor útil saturado de gas.

target: objetivo, en este caso, el reservorio.

play: concepto prospectivo.

onlap: rasgo surgido de la interpretación sísmica que indica que una sección sedimentaria está avanzando sobre una unidad geológica más antigua.

lead: prospecto al que se le pueden hacer trabajos como adquisición sísmica en 2D o 3D, o atributos sísmicos –u otros– antes de perforar un pozo de exploración con el objetivo de disminuir la incertidumbre o mitigar alguno de los factores de riesgo. El pozo se puede perforar sin necesidad de llevar a cabo esos trabajos, se trata de la relación costo-beneficio de la información adicional.

synrift: conjunto de rocas sedimentarias o volcánicas que se depositan durante el proceso de subsidencia tectónica en un *rift*: depósito contemporáneo producto de la etapa o fase de *rifting*.

depoctrato: porción de la cuenca

que acumula un espesor importante de sedimentos o de depósitos.

facies: conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que se formaron. En las rocas sedimentarias, se consideran los caracteres petrográficos (litofacies) y los paleontológicos (biofacies); conjunto de caras que presenta un cristal. Se utiliza "facies" tanto para el plural como para el singular, y es igual en español que en inglés.

fan deltas: es un abanico aluvial (*alluvial fan*) que entra y deposita su carga sedimentaria en un cuerpo de agua relativamente quieto (por ej.: lago o mar).

mid fan: posición media en un abanico, puede ser aluvial o turbidítico (submarino). En general, siempre se refiere a este último caso en trabajos de la industria petrolera.

outer fan: posición externa en un abanico. Caben las mismas consideraciones que en el anterior.

gross interval: se refiere a la sección (intervalo) de reservorio en su totalidad, dentro del cual se encuentra el intervalo neto (*net*) que es portador de hidrocarburo.

dry Hole: pozo seco.

updip: pendiente arriba.

downdip: la contrapartida, pendiente abajo.

backstepping: secuencias retrogradantes (retrocedentes): cuando el mar avanza sobre el continente.

stacking: apilamiento (de estratos o secuencias): sumatoria de los registros sísmico. Es una parte del procesamiento de la información sísmica, tanto en 2D como en 3D.

Fe de erratas: En el número anterior, en la figura 7 (p. 64), donde dice "Perforado: 31 de mayo de 2010" debió decir "Comenzado a perforar: 31 de mayo de 2010" y donde dice "Profundidad: 626 m" debió decir "Profundidad del suelo: 626 m".

VALVULAS

CONJUNTOS PARA LA PRODUCCION PETROLERA

SOLICITE NUESTROS PRODUCTOS EN NUESTROS DISTRIBUIDORES DEL INTERIOR DEL PAIS



Válvulas esféricas bridadas paso total o reducido, S-150, S-300, S-600, S-900 y S-1500, accionamiento a palanca, caja reductora o automatizadas.



Válvulas esféricas alta presión. S-1500 y S-2500

Válvulas esféricas Tres partes. BS 800

Válvulas esféricas integral aprobada por Enargas y BS-800



Válvula mariposa

Unión doble a golpe, API 3000

Válvulas Dúo Check S-150

Válvulas esclusa y globo, BS 800

Actuadores neumáticos, eléctricos y accesorios

Dirección: Stephenson 2830 – Tortuguitas – Bs. As. - Argentina

Tel.: +54-3327-452426 / 27/ 28

Fax: +54-3327-457547

Mail: valmec@valmec.com.ar/ventas@valmec.com.ar

Web.: www.valmec.com.ar



ISO: 9001:2000

Posibles causas del accidente de la plataforma Deepwater Horizon

Por *Gabino Velasco*

El incidente en el Golfo de México, mundialmente difundido por sus graves alcances, suscitó numerosos interrogantes acerca del eventual origen del problema. Aquí, se expone con rigor técnico un análisis de lo sucedido

El 20 de septiembre último, el almirante (RE) de la Guardia Costera de los Estados Unidos Thad Allen, a cargo del control del pozo Macondo, de British Petroleum (BP), declaraba: “La BOEM (Oficina de Gerenciamiento, Reglamentación y Aplicación de la Energía Oceánica) ha confirmado que el pozo Macondo ha quedado sellado en forma definitiva como resultado de los taponos de cemento inyectados en el pozo de alivio perforado por la plataforma Development Driller III, cuya inte-

gridad fue debidamente verificada por medio de las pruebas a presión practicadas”. Se daba así por terminado el catastrófico accidente, considerado uno de los de mayor envergadura en la industria de los hidrocarburos de todos los tiempos. Partiendo de información de conocimiento público de BP y del informe elaborado por la Comisión de Energía y Comercio del Congreso de los Estados Unidos, el presente trabajo intenta explicar paso a paso las posibles causas del incidente.

Plataforma semisumergible de perforación en aguas profundas Deepwater Horizon

Compañía contratante: British Petroleum (BP)

Propietario: Transocean Ltd.

Fabricante: Hyundai Heavy Industries (Corea del Sur)

Año de fabricación: 2001

Costo aproximado de la plataforma semisumergible:

US\$ 350.000.000

Capacidad perforante (incluida la profundidad del agua): 30.000 pies (9144 m)

Capacidad de la torre: 2.000.000 lb

Bombas de lodo: 4 (cuatro), National 14-P-220 de 2200 HP

Dimensiones: Largo: 121 m, Ancho: 78 m, Altura total: 41 m

Potencia instalada: 25.200 HP + 1000 HP para emergencias

Profundidad del agua hasta la cual puede operar: 10.000 pies (3048 m)

El equipo no opera anclado, dado que las catenarias serían no solo muy costosas, sino también extremadamente pesadas. Por lo tanto, utiliza

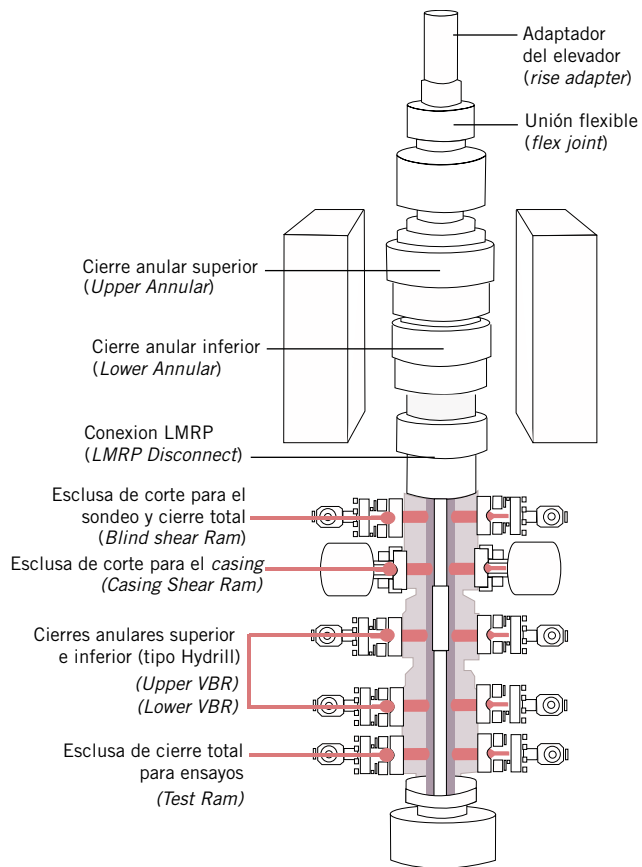


Gráfico 1



Deepwater Horizon

un sistema informático triplemente redundante accionado por el posicionamiento satelital que permite mantener la plataforma en el eje vertical del pozo por medio de varios *thrusters* (poterosas hélices colocadas en un túnel orientable).

Los equipos de perforación *offshore* (costa afuera) son casi iguales a los que perforan en tierra, puesto que la perforación a partir del lecho marino no presenta diferencias sustanciales respecto de la perforación *onshore* (en tierra firme). Las principales disimilitudes con los equipos de tierra estriban en los siguientes puntos:

A) BOP

Se trata de la ubicación, el diseño y el accionamiento de las válvulas de control de la boca de pozo, que se encuentran en el lecho del mar, comúnmente denominadas por el acrónimo inglés BOP (*Blowout Preventers*) (ver gráfico 1).

Posee las siguientes *rams* (esclusas), enumeradas desde arriba hacia abajo:

I) Esclusa de corte para el sondeo y cierre total.

- II) Esclusa de corte para el casing (tubería de revestimiento).
- III y IV) Cierres anulares (tipo Hydrill), superior e inferior, ajustables a varios diámetros y también al cierre total.
- V) Esclusa de cierre total para ensayos.

B) Riser

El tubo llamado *riser* (elevador), que vincula la BOP con la plataforma y por dentro del cual se introducen y se extraen todas las columnas y las herramientas utilizadas en la perforación y puesta en producción del pozo, conduce asimismo el lodo que asciende por el espacio anular. De este modo, trae los recortes de terreno y todos los fluidos provenientes del subsuelo y atraviesa las BOP hasta el circuito de tratamiento que se encuentra armado en la plataforma por debajo del piso de trabajo denominada *moon pool*.

El tramo de tubería que cumple su misma función en un equipo de tierra (que, en ese caso, no se llama *riser*) rara vez excede los 2 m de longitud; mientras que, en el equipo costa afuera, podría llegar a tener una longitud de 3 km.

El accidente

En la perforación de un pozo *offshore* de aguas profundas, existen varios riesgos: el ambiental, el minero, el técnico, el de ingeniería, el de inversión y el de comercialización. Y todos convergen en un pequeño punto, en el fondo del océano, y convierten el objetivo en un blanco móvil, lo que dificulta la cuantificación del cálculo del TIR y del cálculo de riesgo a largo plazo de la explotación del petróleo que se encuentra en aguas profundas (y hay mucho...).

A partir de datos de conocimiento público de la empresa BP y del informe elaborado por la Comisión de Energía y Comercio del Congreso de los Estados Unidos, realizamos la siguiente enumeración de las posibles causas del accidente.

El 20 de abril de 2010, la Deepwater Horizon, una de las plataformas semisumergibles para perforación en aguas profundas de diseño más avanzado del mundo, se encontraba operando en el pozo Macondo de BP –descubridor de un

yacimiento cuyas reservas se estimaban en 100.000 millones de barriles en el bloque 252 del Cañón del Mississippi, Golfo de México– a unas 45 millas al sur de la costa de Luisiana cuando se produjo una explosión seguida de incendio y del posterior naufragio.

La explosión-incendio causó la muerte de once operarios del equipo formado por 126 personas y marcó el inicio del que posiblemente sea el peor desastre ambiental de los Estados Unidos.

La Deepwater Horizon tenía contrato con BP hasta el año 2013 y su tarifa diaria era de aproximadamente US\$ 500.000 por día, a lo cual se deben adicionar los servicios complementarios de la perforación (helicópteros, barcos de abastecimiento, perfilajes, cementaciones, tecnologías especiales, lodo, etc.).

La plataforma semisumergible Deepwater Horizon, de Transocean, había perforado para BP un año atrás el pozo descubridor del yacimiento Tiber, cuyas reservas se estimaban en 450.000 millones de barriles –también en el Golfo de México–,

a 35.132 pies de profundidad (4132 pies de agua y 31.000 pies por debajo del fondo marino). Disponía de personal experimentado y de extraordinarios antecedentes tanto operativos como de seguridad y representaba la vanguardia de la tecnología de perforación *offshore* en aguas profundas.

El pozo Macondo tenía una profundidad final programada de 19.600 pies (5976 m) y atravesaba dos formaciones de interés, pero debió ser cortado a los 18.360 pies (5598 m) (ver gráfico 2) a raíz de una pérdida de circulación que se presentó al atravesar la primera de las formaciones productivas. La pérdida de lodo es una buena señal desde el punto de vista de la producción de petróleo de la capa; pero, a su vez, constituye una advertencia en el sentido de que la cementación tendría que ser particularmente firme. La profundidad del agua hasta el lecho marino es de 5067 pies (1662 m).

Al momento del descontrol, el pozo Macondo tenía un retraso de 43 días respecto del programa (21,5 millones de dólares solamente en tarifa diaria de la plataforma semisumergible). Este hecho seguramente fijó el

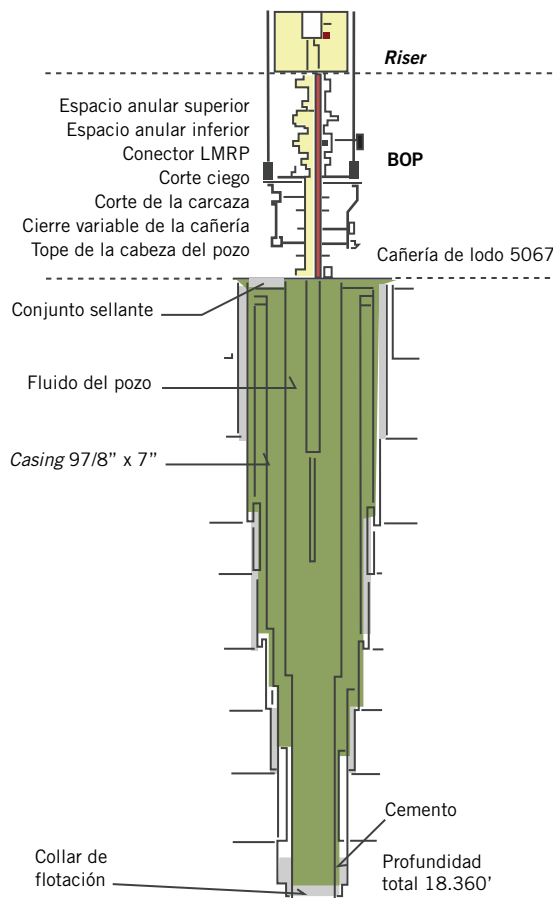


Gráfico 2

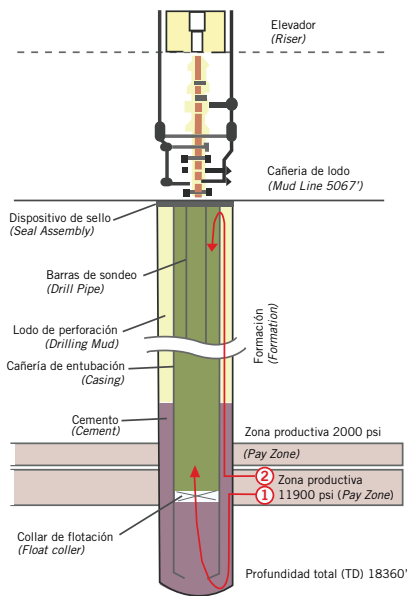


Gráfico 3

contexto en que el operador tomó sus decisiones los días y las horas anteriores al descontrol del pozo. Pareciera que este atraso generó presiones que llevaron a adoptar atajos tendientes a apurar su finalización. Como consecuencia, se redujeron los costos y se ahorró tiempo a costa, en algunos casos, de violar los lineamientos de la industria y a pesar de las advertencias del personal del propio operador y de los contratistas acerca del peligro de tener una falla catastrófica en el pozo.

El Comité del Congreso de los Estados Unidos analizó cinco decisiones cruciales adoptadas por el operador:

- 1) Se decidió usar un diseño de entubación que presentara pocas barreras a la migración del gas (ver gráfico 3).
- 2) Se decidió usar un número insuficiente de centralizadores, cuya función es evitar la canalización del cemento.
- 3) Se decidió no efectuar el registro de adherencia del cemento (CBL).
- 4) No se normalizó el lodo del pozo de manera adecuada antes de bombear la lechada de cemento, dado que solamente se circuló treinta minutos cuando, para un pozo de 5600 m de profundidad, se necesitan de seis a doce horas de circulación para homogeneizar

y desgasificar convenientemente el lodo.

- 5) No se fijó la camisa de bloqueo que asegura la empaquetadura del colgador de la cañería de producción en la cabeza de pozo.
- 6) El 29 de octubre de 2010, el Laboratorio de Ensayos de Chevron informó que las pruebas realizadas con la lechada de cemento alveolar o *foam cement* –lechada que contiene pequeñas burbujas

de nitrógeno para disminuir la densidad empleada en cementar la cañería de producción del pozo Macondo– “era inestable”.

Diseño del pozo

A pesar de conocer los riesgos, el operador había adoptado la decisión de entubar una columna integral de casing combinado de 9 7/8” con 7” para cumplir la función de la cañería

Del Plata Ingeniería
Soluciones Integrales

Empresa de servicios e ingeniería con más de 30 años de experiencia en ejecutar **PROYECTOS**, fabricar **PRODUCTOS** y brindar **SERVICIOS**.

PROYECTOS LLAVE EN MANO - EPC
Plantas de Compresión de Gas y Generación de Energía Eléctrica

TURBOMAQUINAS
Operación y Mantenimiento - LTSA
Overhaul de Turbinas de Gas y Vapor
Upgrade Integral

SISTEMAS DE CONTROL
Provisión Llave en Mano para Nuevas Plantas
Reemplazo - Upgrade

MONITOREO EQUIPOS DE TORRE
Perforación - Workover - Pulling
Registro - Monitoreo - Perforador Automático

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

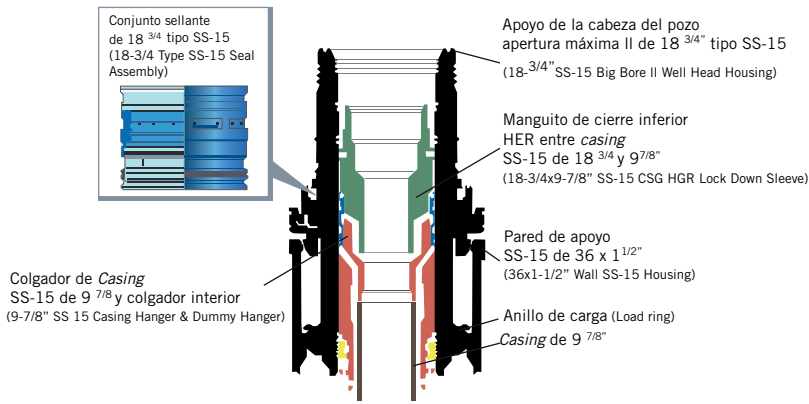


Gráfico 4

de producción del pozo (que se denomina comúnmente *tubing*). Por el interior de esta, fluirían el petróleo y el gas desde los punzados efectuados frente a la formación productiva hasta la armadura de surgencia cuando se pusiera el pozo en producción.

Una revisión posterior a esta decisión aconsejó cambiar este programa por la variante *liner/tie-back*: entubar

un *liner* de 7" y colgarlo dentro del *casing* existente de 13 7/8" para luego completar la columna bajando un *casing* de 9 7/8" con un *stinger* de empalme en el extremo inferior que penetre en el alojamiento del que está provisto el colgador (*tie-back*) de modo que se empaquete la conexión. Con esta solución, se agregaría una barrera más en el espacio anular.

Centralizadores

Los centralizadores tienen flejes de acero y se van instalando en el *casing* a medida que este se entuba. Tienen como función forzar el *casing* para que tienda a posicionarse en el pozo de modo tal que su eje longitudinal quede lo más próximo posible al eje longitudinal del pozo. Lo ideal es que ambos ejes coincidan para que el *casing* quede perfectamente centrado dentro del pozo. Los centralizadores van colocados cubriendo todo el tramo del pozo que se cementará, y su número y la posición son determinados por las características de las rocas atravesadas y la geometría del pozo.

Si el *casing* no está centralizado como corresponde antes de cementar, existe el riesgo de que se formen canales que luego permitan migrar al gas hacia arriba por el espacio anular que hay alrededor del *casing*. La recomendación práctica del API previene: "Si el *casing* no está centralizado, se apoyará contra las paredes del pozo,

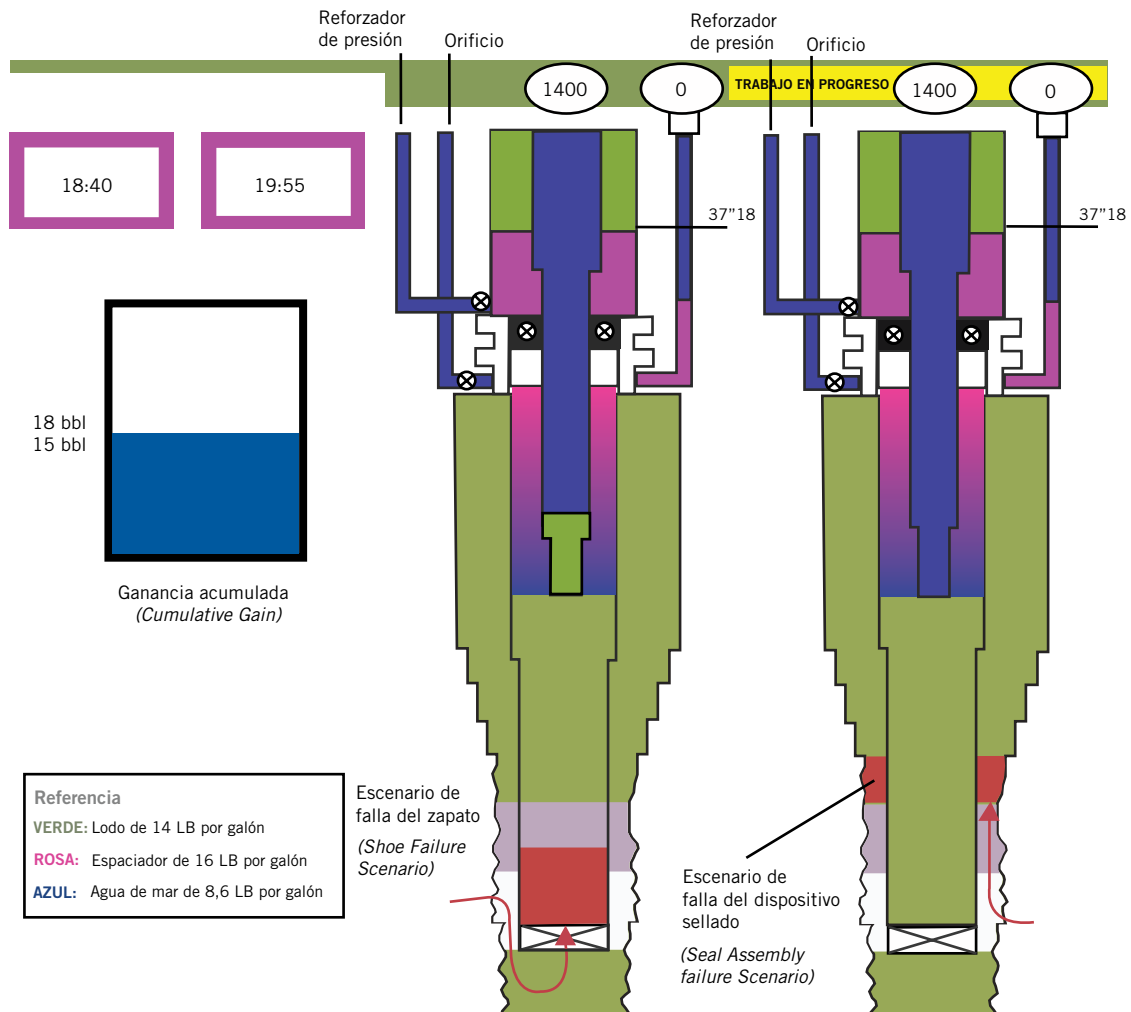


Gráfico 5



¿PORQUÉ ESTARÁN QUEMANDO DINERO?

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

WARTSILA.COM



WÄRTSILÄ

dificultando y hasta imposibilitando desplazar eficientemente el lodo de los lugares en los cuales el casing este más próximo a la pared del pozo...”.

En el caso del accidente que hoy describimos, el ingeniero del contratista de cementación efectuó corridas del programa de simulación con varios escenarios hasta obtener un riesgo de canalización “menor” con veintiún centralizadores.

Por su parte, el representante del operador respondió que, en la plataforma, había solo seis centralizadores y que ya no había tiempo para traer más centralizadores de tierra, más aún considerando que el pozo era perfectamente vertical y, por lo tanto, no iba a haber problemas con la centralización del casing.

Es un hecho conocido por todos los perforadores que no existe ningún pozo 100% vertical en toda su longitud que sea un cilindro perfecto tallado en la roca dentro del cual una columna de casing quede perfectamente concéntrica sin necesidad de centralizadores (y menos este pozo, que tiene

un *side track* en 13.150 pies).

La lechada que se programó para cementar la cañería de producción del pozo fue del tipo *foam cement*, cuyas pequeñas burbujas de nitrógeno le dan después de fraguado un aspecto de espuma estable y adquiere como principal característica una mayor resistencia a los esfuerzos cíclicos circunferenciales. Esto provee una aislación más prolongada que el cemento convencional en el cual generalmente comienzan a aparecer fisuras entre los dos y los diez ciclos de esfuerzos alternativos en los ensayos de resistencia, en el laboratorio.

Perfil de adherencia del cemento (CBL)

El perfil de adherencia del cemento es un registro acústico que se corre bajando una sonda con un cable por el interior del casing después que se ha realizado su cementación y el cemento ha fraguado.

Esta herramienta permite determinar si el cemento se ha adherido

tanto al casing como a las formaciones circundantes. De este modo, es posible conocer si este está en condiciones de cumplir sus funciones aislantes. Si se detecta la existencia de canalizaciones que permitan la migración del gas y del petróleo por ausencia de adherencia, cabe la posibilidad de punzar la cañería e inyectar cemento adicional al espacio anular para completar el anillo.

Las Normas del MMS (Minerals Management Service, de los Estados Unidos) establecen que, si hubiere alguna sospecha sobre la consistencia de la cementación del casing, se debe:

- 1) Realizar una prueba de presión del zapato.
- 2) Correr un registro de temperatura.
- 3) Correr un registro de adherencia del cemento.
- 4) Correr un registro de estos dos perfiles combinados.

El 18 de abril, el operador solicitó al contratista de perfilaje que enviara su personal a la plataforma para correr el perfil de adherencia del

ZOXI

LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS DE ALTA PERFORMANCE



Revestimiento FP6134 - ZPE1000 | Centralizadores Inyectados | Liner PEAD
Ultratubo | Señalización



Base Neuquén: Lote 2 Mza "N" Parque Industrial Este
Telefax: (0299) 4457000 Neuquén C.P. 8300
Email: info@zoxisa.com.ar

Base Comodoro Rivadavia: Calle 815 Acceso Sur
Telefax: (0297) 4486806 Comodoro Rivadavia
Chubut C.P. 9000



www.zoxisa.com.ar



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

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

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

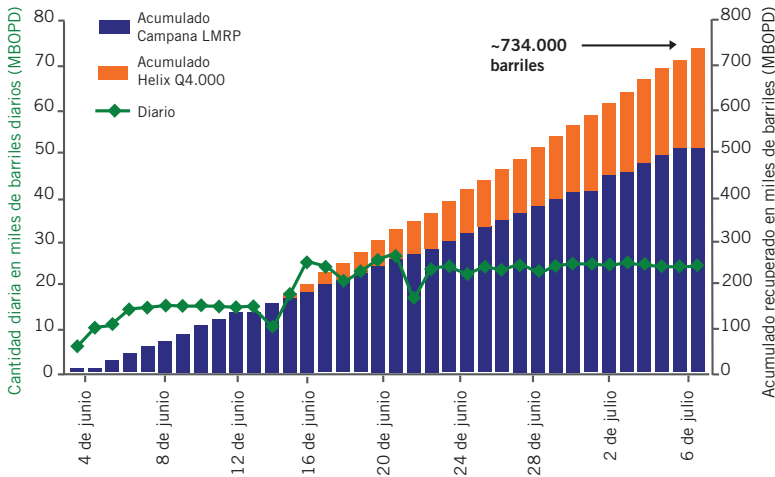
TESCO® en Latinoamérica:

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

The Drilling Innovation Company™

www.tescocorp.com





Nota: La Q4000 es una construcción tipo barco para petróleo, una construcción que opera bajo bandera norteamericana por Helix Energy Solutions Group y provee una plataforma estable para una variedad de tareas, que incluye la completación submarina. Está específicamente diseñada para intervención y construcción de pozos en profundidades inferiores a los 3.048 metros.

Gráfico 5. Recolectión: Campana LMRP + el Helix Q4.000

cemento por si fuera requerido. A los dos días, antes de haber efectuado la prueba de presión del zapato (indicando que el resultado de esa prueba no era un factor que podía cambiar la decisión del operador), le informó que sus servicios no serían necesarios.

Circulación del lodo

Otra decisión cuestionable señalada sería el hecho de no haber circulado una vuelta completa al lodo antes de cementar para hacer llegar a la superficie todo el lodo que se encontraba inicialmente en el fondo del pozo.

La vuelta completa del lodo tiene varios propósitos: permite al personal del equipo constatar la entrada de gas de la formación, controlar los bolsones de gas que se podrían haber incorporado al lodo y asegurar la remoción de los recortes de perforación

y otros sólidos que podrían haberse depositado en el fondo del pozo. De esta manera, se evita la contaminación del cemento.

El programa del operador establecía circular solamente 261 barriles en treinta minutos, lo cual, como hemos dicho, era muy inferior al rango de seis a doce horas que insumiría la normalización completa del lodo antes de cementar.

Seguro de bloqueo del colgador

El interrogante final del Congreso de los Estados Unidos se relaciona con la decisión del operador de no instalar este seguro crítico para trabar el colgador dentro de su alojamiento en la cabeza de pozo (ver gráfico 6).

Estando colgado en la cabeza de pozo, y el cemento fraguado en el espacio anular, el casing se mantiene

asentado en su alojamiento por la fuerza de gravedad generada por el peso de su longitud libre. Sin embargo, en ciertas condiciones de presión, el casing puede flotar elevándose en la cabeza de pozo y crear la oportunidad potencial de que los hidrocarburos se abran paso a través de la cabeza de pozo, atraviesen la BOP e ingresen al riser en dirección hacia la superficie. Para evitar esta circunstancia, se instala un seguro de bloqueo.

En ese escenario, las empaquetaduras de la cabeza de pozo se verían sometidas a una presión estimada de 14.000 psi (980 kg/cm²). La cabeza de pozo había sido probada brevemente a 10.000 psi (700 kg/cm²) y había superado una prueba sostenida a 6000 psi (420 kg/cm²), lo cual la ponía en evidente desventaja ante las presiones que debía contener.

Una vez que la presión del gas pudiera vulnerar la empaquetadura de la cabeza de pozo, bien podría esta haberse desprendido, levantar y forzar trozos de cañería dentro la BOP, lo cual justificaría la imposibilidad de cerrar las válvulas que la componen en el momento de la emergencia, por lo que se inhabilitaría la última línea de defensa entre el pozo y el equipo.

La ausencia de una segunda barrera en el espacio anular se supone que dio lugar posteriormente a la expansión del fluido, cuando comenzó la surgencia de gas y petróleo.

El 20 de abril, el ambiente en la plataforma era optimista. Había tan solo dos interposiciones entre la plataforma y la explosiva mezcla de gas y petróleo: el lodo y las BOP de control de las presiones del pozo, que se hallaban en el lecho marino con algunos problemas hidráulicos.

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



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

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

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



Es mejor ser Flexible

Flexpipe Systems, una división de ShawCor Limited, fabrica y vende un sistema compuesto y enrollable de tuberías, utilizado para aplicaciones en donde se requiera una tubería de alta presión y resistente a la corrosión. Flexpipe Systems es el líder del mercado en tecnología de tuberías continuas y ha designado a Canusa-CPS como distribuidor oficial y exclusivo en América del Sur. Flexpipe Systems, Canusa-CPS y sus distribuidores están comprometidos con una inversión a largo plazo en los países de América del Sur para respaldar las ventas y el servicio con nuevas y avanzadas tecnologías en tuberías.

FLEXPIPE SYSTEMS
A ShawCor Company

Aplicaciones – (2", 3" y 4', Presión Máxima de Operación – 10,342 kilopascales / 1500 lbs/pul2)

- Sistemas de extracción y transporte de gas y petróleo
- Eliminación de agua
- Tuberías de inyección de CO2

La tubería Flexpipe es continua, de alta presión, no metálica, resistente a la corrosión. Los sistemas de tubería Flexpipe ofrecen constante ahorro a los clientes sobre los costos de instalación, reduce considerablemente el impacto ambiental y la línea comienza producción casi dos veces más rápido que los métodos tradicionales de tuberías.

El futuro de las tuberías es Flexpipe; una solución rentable y efectiva que aborda los desafíos económicos y ambientales que enfrenta la industria energética actual.

Por favor, visite nuestro sitio Web para obtener más información o llame al **tel: (54-11) 4343-7576**
MORKEN S.A: Bolivar 382 - 2º piso (C1066AAH) Bs. As. - Argentina / e-mail: central@morken.com.ar
www.morken.com.ar

CANUSA-CPS
A SHAWCOR COMPANY

Canusa-CPS, Rio de Janeiro Tel: (5521) 2543-2956 **www.canusacps.com**





En tierra, el equipo para solucionar el pozo Macondo

A las 20 horas, el operador se mostraba satisfecho con los controles realizados en boca de pozo con el tubo en "U" y ordenó proceder con el programa trazado, que consistía en terminar de desplazar el lodo con agua de mar y efectuar un tapón de cemento para el abandono temporario del pozo hasta que otro equipo se hiciera cargo de su puesta en producción (ver gráfico 5).

A las 21:45, el personal pudo observar que se producía el desplazamiento espontáneo del lodo remanente y del agua salada (como decimos en la jerga de los perforadores, el pozo se estaba "viniendo"). Ante esta circunstancia, se deberían haber cerrado automáticamente las BOP y desconectado el riser. Pero no lo hicieron. En la emergencia, el personal del equipo intentó cerrarlas desde la plataforma por medio del sistema redundante sin resultado. Tampoco lograron cerrar los numerosos botones de accionamiento automático para emergencias graves, como era la de este caso.

El sistema de conexión LMRP entre el riser y las BOP tampoco pudo desconectarse por medio del sistema directo; y quedó la duda sobre si, de haber tenido la plataforma la opción del sistema acústico auxiliar a tal fin, este habría podido concretar la desconexión (ver gráfico 7).

Informe de BP sobre la surgencia descontrolada (*blowout*) del pozo Macondo

"Para hacerlo sencillo: hubo una

mala cementación que provocó una falla de aislación en el zapato de la cañería, que se encuentra en el fondo del pozo, la cual permitió que los hidrocarburos de la formación productiva penetraran en la cañería de producción", dijo el CEO renunciante de BP, Tony Hayward y agregó: "La prueba a presión negativa de la integridad de la cañería fue aceptada cuando no debía haber sido así, hubo errores en las maniobras del Control de Surgencia, fallas en la BOP; y el sistema contraincendio no cumplió su objetivo, que era evitar que el gas entrara en combustión".

Conclusiones del informe de BP

El informe de British Petroleum, que consta de 200 páginas, llega a las siguientes conclusiones:

- La lechada de cemento que se utilizó para construir la barrera aislante en el zapato de la cañería, en el fondo del pozo, falló en su misión de contener los hidrocarburos dentro del reservorio, lo cual permitió que se desplazaran hacia arriba por el espacio anular y por dentro de la cañería de producción.
- La prueba de presión que arrojó un resultado negativo fue incorrectamente aceptada por BP y Transocean, a pesar de que no se estableció la integridad del pozo.
- La reacción de la cuadrilla de la plataforma Deepwater Horizon fue tardía, ya que demoró cuarenta minutos en detectar y actuar ante la entrada de hidrocarburos al pozo, de modo tal que cuando el personal se dispuso a efectuar las maniobras pertinentes, el gas y el petróleo ya estaban dentro del riser fluyendo rápidamente hacia la superficie.
- Cuando los hidrocarburos alcanzaron la plataforma, fueron derivados al separador de gas del circuito de lodo que venteara el gas en el *moon pool*, donde se encuentra todo el circuito de lodo directamente sobre el equipo en lugar de desviarlos directamente fuera de borda.
- El gas soplaba directamente sobre la sala de motores a través del sistema de ventilación y creaba así un peligro de ignición que el sistema contraincendio de la plataforma no tenía previsto.
- Después de que la explosión y el

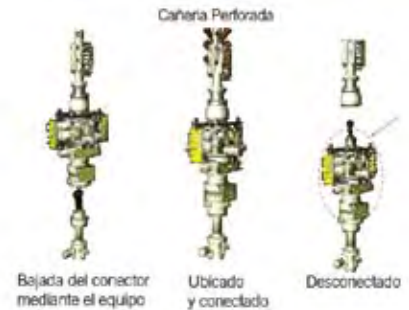


Gráfico 7

fuego inutilizaran los controles de la BOP de la plataforma operados por la cuadrilla, los *pods* que se encuentran en el lecho marino y que deberían haber cerrado el pozo automáticamente no lo hicieron, quizá debido a que algunos de sus componentes esenciales no funcionaban.

Como consecuencia del naufragio de la plataforma, al no haberse podido desconectar el riser de la BOP, este quedó tendido en el lecho marino y permitió que le surgieran gas y petróleo a través de dos roturas producidas directamente en las aguas del Golfo.

Tiempo después, se cortaron el riser y el sondeo que estaba en su interior al ras de la BOP por medio de los robots "Rov". A posteriori, se colocó una campana con una conexión "LMRP" para el montaje de otro riser con el fin de recolectar un volumen importante del petróleo, dado que parte del petróleo era derivado por la compuertas laterales del dispositivo para evitar la formación de hidratos de gas que podrían ocluirlo.

En simultáneo, estaba en construcción una nueva BOP especialmente diseñada para instalarse en la cabeza de pozo, en condiciones de surgencia después de retirar la instalada en el pozo, que se hallaba dañada e imposible de operar y con la cual no podían pescarse los trozos de barra de sondeo que se encontraban en la boca de pozo.

Por último, esta nueva BOP restituyó el control total del pozo y detuvo el derrame contaminante.

El resultado es significativo:
Volumen total de crudo derramado: 4,9 millones de barriles (816.000 m³)
Superficie contaminada: de 2500 a 68.000 millas cuadradas (86.500 a 180.000 km²)

**¿Cuando el mundo
cuenta con su energía,
Ud. en quién confía?**



Tenemos la experiencia y el profesionalismo para que la energía siga fluyendo, cubriendo toda la cadena con soluciones, desde la producción hasta la regasificación de LNG.

Answers for the energy.

SIEMENS

Uso de aditivos y bases octánicas en la Argentina

Por el *Lic. Eduardo Mario Barreiro*,
Consultor

El presente trabajo fue realizado para averiguar cómo y en qué cantidad se usa cada corte o aditivo octánico en las naftas argentinas visto el déficit de octanos en el país, que cada día se hace más notorio. Con ese objeto y para estudiar todo el mercado nacional, se analizó un conjunto de cuarenta y ocho muestras, divididas en dos grupos de veinticuatro, obtenidas en diversas zonas del país. Las muestras fueron tomadas por duplicado, y hubo una diferencia de cuarenta y cinco días entre ellas para asegurar continuidad operativa en las refinerías de origen de éstas

Introducción

La refinación en la Argentina no ha recibido grandes inversiones en los últimos años. Tanto la estructura refinadora como la capacidad de refinación se han mantenido casi constantes, salvo por la instalación de algunas pequeñas destilerías en el interior del país y algunas plantas de conversión. En otras palabras, no aumentó la capacidad para procesar crudo ver gráfico 1).

Uno de los motivos para no invertir fue el fuerte incremento del uso de gas natural comprimido, siendo la Argentina el país del mundo que tiene la mayor flota convertida a GNC: cerca de 1.500.000 vehículos, aproximadamente el 20 % del parque de vehículos livianos del país. Eso erosionó el consumo de naftas (en 1993-1994, se elaboraban más de 8.000.000 m³ anuales; y en 2009, 6.035.181 m³^[1]).

El gráfico de la variación de capacidad instalada muestra la constancia e inclusive la disminución de la capacidad de procesamiento^[2]. El gráfico 2 y la tabla 1 muestran cómo evolucionó la elaboración de las tres naftas: grado 1, grado 2 y grado 3. La grado 1 declina, la grado 2 está en fuerte aumento y la grado 3 decrece, todavía con pendiente menor a la grado 2, por el diferencial de precios. Del total de naftas producidas, la grado 2 constituye más del 75%. Si representamos la necesidad de octano/m³ (en otros mercados, calculado como octano/barril), se obtiene el gráfico 3^[1]:

La necesidad de octano sube porque se incrementa el consumo de naftas y porque el octano requerido es cada vez mayor debido al aumento de relación de compresión de los motores

ciclo Otto, medida indispensable para aumentar el rendimiento energético de los motores.

El refinador tiene diversas maneras de mejorar el octano de las naftas:

- Uso de corrientes reformadas que tienen un alto contenido de aromáticos: limitadas por las especificaciones, y uso paralelo de benceno: limitado por las especificaciones porque es cancerígeno (ver ^[3] y ^[4]).
- Uso de isomeratos, corrientes isomerizadas de parafinas (isoparafinas): limitado porque se usan todas las que la capacidad instalada puede proveer.
- Uso de naftas catalíticas: limitadas por el volumen disponible y las especificaciones, entre ellas, el azufre del combustible terminado.
- Uso de MMT (tricarbonilo metilciclopentadienilo de manganeso): limitado por el contenido máximo de manganeso (Mn)^[5].
- Uso de MTBE: limitada provisión nacional, ya que no es suficiente y se importa a altos costos^{[5],[6]}. Además, está objetado y se ha prohibido su uso en naftas, en varios estados de los Estados Unidos porque es soluble en agua y contaminante^[7].
- Uso de TAME (ídem al MTBE): limitado por la cantidad de isopenenos necesarios para producirlo; en algunos estados de los Estados Unidos, también está prohibido^[7].
- Uso de ETBE: no se produce localmente, se importa y es caro; en algunos estados de los Estados Unidos, también está prohibido^[7].
- Uso de etanol: mejora el RON (*Research Octane Number*), índice de octano, escala que mide la capacidad antidetonante del combustible

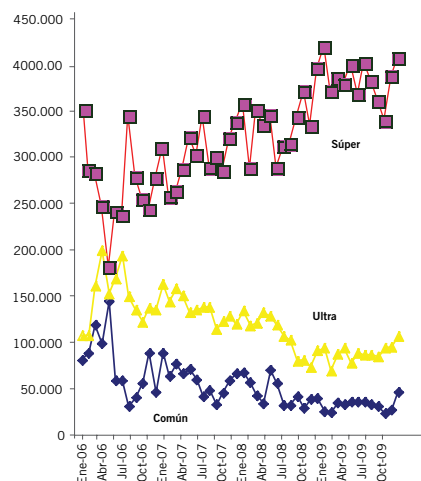


Gráfico 2. Naftas en Argentina

| | Grado 1 (m ³) | Grado 2 (m ³) | Grado 3 (m ³) |
|------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 2006 | 907.130 | 3.218.435 | 1.763.752 |
| 2007 | 715.577 | 3.612.005 | 1.637.580 |
| 2008 | 536.299 | 4.030.792 | 1.282.043 |
| 2009 | 381.600 | 4.594.010 | 1.059.571 |

Tabla 1. Naftas en la Argentina

cuando se comprime dentro del cilindro de un motor; la determinación del RON se realiza mediante un procedimiento estandarizado por norma); pero poco el MON (*Motor Octane Number*), similar al RON, pero cuyo procedimiento –norma– es más preciso respecto del poder antidetonante. El MON de un combustible es, en general, unos diez puntos menores que el RON. Asimismo, entrega naftas cuyo delta RON/MON supera los doce, lo que produce detonación de alta frecuencia, hecho rechazado por los fabricantes de automotores, quienes piden diez de delta RON/MON. Además, todavía no existe en cantidad suficiente en el país y su utilización está limitada al 5% sin indicación en el surtidor y al 12% con indicación^[6]. Otro de los problemas que produce el etanol es el aumento de la tensión de vapor Reid (TVR), medida de la volatilidad de los combustibles determinada de acuerdo con un procedimiento estandarizado según la Norma ASTM-D-323). Y, para mantener la especificación de la TVR, hay que disminuir el contenido de C4 e isoC5, que aportan al RON y al MON, además de volumen a la nafta.

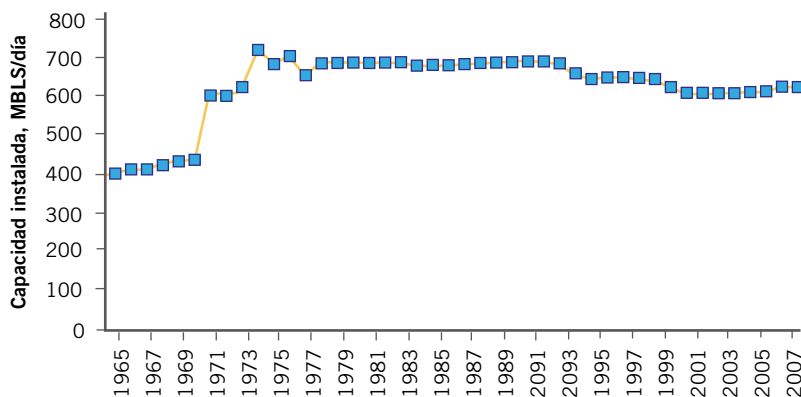


Gráfico 1. Refinerías argentinas. Capacidad instalada

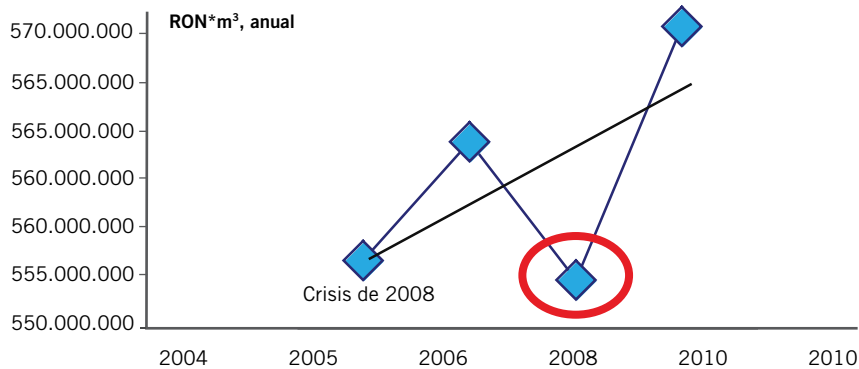


Gráfico 3. Aumento de RON* m³ requerido

De cualquier forma, el uso de etanol es obligatorio, según la Ley 26093, reglamentada por el Decreto 109/2007 y siguientes (y la Ley 26334/2008), cuya calidad se regula por la RE 1295/2008^[8]; y su cantidad, por la RE SE 698/2009^[9]. Además de ser un agregado que incrementará la oferta de naftas al mercado, es compatible con todas las corrientes y aditivos octánicos mencionados en este estudio.

La Argentina es importadora neta de bases octánicas para formular naftas, según lo afirmado por el contador Oscar De Leo, de Petrobras Argentina, en la Jornada de Economía de Petróleo y Gas (Society of Petroleum Engineers), llevada a cabo en la sede del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas el 15 de octubre de 2009.

El refinador local es reacio a importar debido al costo difícilmente transferible al producto. Vende a 450/470 dólares/m³ su nafta de 95 octanos a la cadena de estaciones; el MTBE le cuesta más de 800 dólares por tonelada FOB; internado, mucho más.

Las especificaciones obligatorias

establecidas por la SE se presentan en la tabla 2.

La tabla 3 especifica los límites de los componentes. Como ya se ha presentado anteriormente, se analizó un conjunto de cuarenta y ocho muestras, divididas en dos grupos de veinticuatro. Cabe aclarar que ninguna de las muestras tenía etanol a la fecha de las tomas. Se estudiaron los siguientes parámetros sobre ellas:

Las muestras se obtuvieron en las localidades de Avellaneda (en particular, Dock Sud), Isidro Casanova, Zárate y Bahía Blanca (Provincia de Buenos Aires); en Rosario (Santa Fe); Neuquén; Tucumán y Mendoza; así como en Montevideo (Uruguay) a efectos de comparación.

Se eligieron estaciones grandes de bandera y, en varios casos, pertenecientes a las cadenas de distribución de las petroleras.

Las muestras se tomaron en las inmediaciones de las refinerías para disminuir las posibilidades de swaps del producto (intercambio voluntario de producto entre empresas), a pesar

| | |
|--|-------|
| Azufre total: ASTM D-4045 | ppm |
| Manganeso: ASTM D-3831 | mg/L |
| Densidad a 15 °C: ASTM D-1298 | g/cm3 |
| MON (N.º Octano Motor): ASTM D-2700 | |
| RON (N.º Octano Research): ASTM D-2699 | |
| Tensión de vapor Reid: ASTM D-323 | psi |
| Destilación: ASTM D-86 | ----- |
| 1.º gota | °C |
| 10% | °C |
| 20% | °C |
| 30% | °C |
| 40% | °C |
| 50% | °C |
| 60% | °C |
| 70% | °C |
| 80% | °C |
| 90% | °C |
| Punto final | °C |
| Rec. a 70 °C | % |
| Rec. final | % |
| PONA: ASTM D-5134 | ----- |
| Parafinas | %vol |
| Isoparafinas | %vol |
| Olefinas | %vol |
| Nafténicos | %vol |
| Aromáticos | %vol |
| No identificados | %vol |
| Benceno | %vol |
| MTBE | |
| TAME | |
| ETBE | |

Tabla 3. Límites de componentes en naftas

de lo cual se verificó un swap sobre una de las áreas, que luego se confirmó con la respectiva refinería. Las refinerías a las que corresponden las muestras fueron Destilería de Shell, Destilería de Esso, Destilería La Plata (YPF), Destilería Plaza Huincul (YPF), Destilería Luján de Cuyo (YPF), Destilería San Lorenzo (PESA), Destilería Bahía Blanca (PESA), Destilería Campo Durán (varios), Destilería La Teja (Montevideo).

Los análisis que se realizaron muestran que todos los parámetros de cumplimiento obligatorio están dentro de la especificación.

| | Año 2006 | 01/06/2008 | 1/7/2009 | | 1/7/2012 | 01/06/2016 |
|---|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------|
| | | Alta densidad Baja densidad | Alta densidad Baja densidad | Baja densidad | Alta densidad Baja densidad | Alta densidad Baja densidad |
| Nafta Normal (Grado 1) | | 40/1,5/500 | | Proyecto Opcional y sin obligación de resta | | |
| Contenido de Aromáticos/Benceno (% vol) | 40 / 1,5 | | | | | |
| Contenido de Azufre (ppm) | 500 | | | | | |
| Nafta Super (Grado 2) | | 40/1,5/300 | | 40/1/50 1/7/2012 | 40 / 1,5 30 (5) | |
| Contenido de Aromáticos/Benceno (% vol) | 40 / 1,5 | | | | | |
| Contenido de Azufre (ppm) | 300 | | | | | |
| Nafta Ultra (Grado 3) | | 40/1,5/300 | | 40/1,5/150 a partir del 1/7/2009 | 40/1/50 1/7/2012 | 40 / 1,0 10 |
| Contenido de Aromáticos/Benceno (% vol) | 40 / 1,5 | | | | | |
| Contenido de Azufre (ppm) | 300 | | | | | |
| Gasóleos Común (Grado 2) | | | 45/48/500 | 45/48/1500 | 500 ppm (1) 10/12812 1500 (2) | 45 / 48 30 (5) |
| Índice / N° de Cetano | 45 / 48 | 45 / 48 | | | | |
| Contenido de Azufre (ppm) | 2000 (2) / 1500 (1) | 2000 (4) / 1500 (3) | | | | |
| Gasóleos Ultra (Grado 3) | | | 48/51/50 / 46C | lubricidad a 60°C | 48 / 51 10 (5) | 48 / 51 10 |
| Índice / N° de Cetano | 47 / 50 | 47 / 50 | | | | |
| Contenido de Azufre (ppm) | 500 (Opcional) | 500 (Opcional) | | | | |

1- Todas las capitales provinciales y las ciudades de Mar del Plata y Bahía Blanca de la Provincia de Buenos Aires, con la excepción de Ushuaia de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Río Gallegos de la provincia de Santa Cruz y Rawson de la Provincia del Chubut.

2- Resto del país

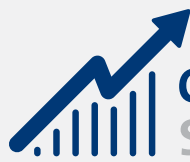
[5] y [6]

Obligatorio

Valores no modificados por la resolución 478/2009 (futuro?)

Tabla 2. Cronograma de las nuevas especificaciones de combustibles: Resolución de la Secretaría de Energía N 1283/06, modificada de la Resolución 478/2009

EN EL MOMENTO
DE LOS BALANCES
CRECER JUNTOS SIGUE
SIENDO UN OBJETIVO



Se termina el año y en Liberty Seguros renovamos el compromiso de crecer junto a todos nuestros Productores Asesores de Seguros. Buscamos brindar siempre un mejor servicio implementando nuevas tecnologías.

Seguí acompañándonos. Sigamos creciendo juntos.



Liberty
Seguros

Análisis

El total de las muestras analizadas se distribuyó de la siguiente forma:

- Grado 2: veinticuatro muestras, doce de las cuales estaban formuladas con MMT, ausente en la formulación de las doce restantes.
 - Grado 3: veinticuatro muestras, veintidós de las cuales no poseían MMT, ausente en las tres restantes.
- Tanto los datos de naftas grado 2 como los de grado 3 se presentan en el gráfico 2.

Dividiendo en muestras con MMT y sin MMT y calculando los promedios, se obtiene la siguiente tabla indicativa (ver tabla 4).

- Comparando los promedios, se pueden observar algunas tendencias:
1. Las naftas con MMT usaron menos isoparafinas y menos éteres.
 2. Estas naftas también permiten más parafinas normales.
 3. Adicionalmente, el uso de MMT permite introducir una serie de corrientes adicionales al *pool* de naftas, que no podrían formar par-

| | Con MMT | Sin MMT | Diferencia |
|--------------------------|---------|---------|------------|
| Contenido de Mn | 15,1 | 0,0 | |
| Promedio de éteres | 5,3 | 6,6 | 1,31 |
| Promedio de aromáticos | 34,7 | 35,0 | 0,25 |
| Promedio de isoparafinas | 30,3 | 32,0 | 1,68 |
| Promedio de olefinas | 12,0 | 11,2 | 0,85 |
| Promedio de nafténicos | 5,5 | 4,5 | 0,92 |
| Promedio de N parafinas | 10,5 | 9,0 | 1,51 |
| Benceno promedio | 0,76 | 0,826 | 0,067 |

Tabla 4.

te de él dentro de la especificación si no se utilizara el aditivo. Ello afectaría en forma importante el volumen de la oferta de naftas al mercado, que, como se ha visto en los últimos meses, presenta faltantes considerables^{[10], [11], [12], [13]}. En consecuencia, al introducir corrientes sin benceno o aromáticos, el contenido promedio de benceno se encuentra más bajo en las naftas que usan MMT. Esta diferencia es mayor y significativa en términos estadísticos si se comparan los

subgrupos con MMT y sin MMT de las muestras de nafta grado 2.

Conclusiones

El motivo por el cual los refinadores argentinos usan aditivos como MMT parte de un concepto técnico y económico de incremento de volumen de naftas con corrientes de menos valor. Lo utilizan para poder agregar corrientes al *pool* que, de otra manera, no entrarían en la norma correspondiente.

Estos aditivos también podrían permitir corridas en las unidades de *reforming* con menos gravedad y a menor número de octano; de esa forma, se obtendría mayor rendimiento líquido y un aumento de volumen de nafta reformada enviada al *pool*.

Si no se utilizaran, siempre y cuando se pretenda mantener el volumen y la calidad de las naftas, sería necesario importar aditivos octánicos (éteres) o corrientes aromáticas de alto octano para sustituir a aquellas que no se produjeron en las refinarias argentinas.

PRESENTES EN CINCO GRANDES ESTACIONES QUE GENERAN ENERGÍA LIMPIA*



SIMBA-CHILCA
Enersur S.A.
600 Mw
PERU

FUJAIRAH
Arabian Bemco
300 Mw
UAE

MARIB I
Arabian Bemco
300 Mw
YEMEN

KALLPA
Inkia Energy
600 Mw
PERU

MEJILLONES
Regasificación GNL
Suez Energy
350.000 m³/h
CHILE

* En calidad de EPC, Estación de Regulación, Filtración y Medición, Instrumentación y Control.



5 Proyectos de Energía en 2 años.

5 Realidades de Exportación.

Av. Monroe 5760 3° y 4° Piso
[C1431CBD] C. A. de Buenos Aires
Tel: (54.11)4522-8777/8680/8848
www.tormeneamericana.com.ar



KAMET[®]
CALZADO de SEGURIDAD

Un paso adelante, hacia la 4^o generación.

Transitando el camino, seguimos siempre adelante.

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

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



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



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

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

producto argentino 

Cuando se incorpore el etanol (por el momento, no se produce en cantidad suficiente, pero se espera que se incorpore a las naftas en el 5 % a fines del corriente año), será un componente octánico adicional del *pool* compatible con todas las corrientes y aditivos que se hayan mencionado en este estudio. El refinador podrá optimizar el costo de formulación dentro de los límites de la especificación con todas las herramientas disponibles.

Adicionalmente, si se optimizara el uso de aditivos octánicos en todas las refinerías, la oferta incremental de naftas sería importante, superior a los 150.000 m³ anuales y útil para paliar el déficit de naftas hasta instalar nuevas plantas de hidrodesulfuración, isomerización y otras.

La reducción del uso de aditivos octánicos redundaría en menos volumen del *pool* de naftas o en un importante aumento de importación de corrientes de éteres de alto octano, o bien corrientes reformadas.

- [1] REPÚBLICA ARGENTINA. SECRETARÍA DE ENERGÍA, Subproductos obtenidos [en línea], última actualización: 4 de marzo de 2010.
- [2] BP AMOCO, *Statistical Review of World Energy 2009*.
- [3] ESTADOS UNIDOS. US

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Integrated Risk Information System, Benzene (CASRN 71-43-2) [en línea]. Dirección URL: <<http://www.epa.gov/iris/subst/0276.htm>>.

- [4] Rebecca V. SNOWDEN, *EPA Estimates Cancer Risk Associated With Air Pollution*, American Cancer Society, 2 de junio de 2009.
- [5] REPÚBLICA ARGENTINA. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, Resolución SE 1283/2006: "Establécense las especificaciones que deberán cumplir los combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional".
- [6] REPÚBLICA ARGENTINA. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, SECRETARÍA DE ENERGÍA, Resolución 478/2009: "Modifícanse los plazos de entrada en vigencia establecidos en la Resolución N.º 1283/06, en relación con las especificaciones para los combustibles que se comercialicen para consumo en el Territorio Nacional".
- [7] ESTADOS UNIDOS. US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, EPA420-B-04-009, *State Actions Banning MTBE (Statewide)*, junio de 2004.

- [8] REPÚBLICA ARGENTINA. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, SECRETARÍA DE ENERGÍA, Resolución 1295/2008, Calidad del bioetanol: "Determinense las especificaciones de calidad que deberá cumplir el bioetanol, de conformidad con el Artículo 3.º, Inciso c) del Decreto N.º 109/07".
- [9] REPÚBLICA ARGENTINA. MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS PÚBLICAS, SECRETARÍA DE ENERGÍA, Resolución 698/2009: "Determinense los volúmenes anuales de bioetanol a los fines de abastecer el mercado interno con el porcentaje establecido para la mezcla con combustibles fósiles".
- [10] Francisco OLIVERA, "Histórico: por la escasez de naftas, YPF deberá importar", *La Nación*, Buenos Aires, 9 de marzo de 2010.
- [11] Oliver GALAK, "Por el alza de la demanda, se agrava la falta de combustible", *La Nación*, Buenos Aires, 3 de marzo de 2010.
- [12] Federico BERNAL, "Consejos para llenar surtidores", *Página/12*, Buenos Aires, 22 de marzo de 2010.
- [13] Cledis CANDELARESI, "Polémica por la nafta de los surtidores", *Página/12*, Buenos Aires, 10 de marzo de 2010. ■



SOMOS ENERGÍA

La esencia que guía nuestro trabajo.

En Medanito creemos en el país, por eso hace 17 años estamos presentes en nuestra Patagonia, apostando al futuro a través de una inversión permanente en el campo energético y generando crecimiento gracias al esfuerzo de nuestra gente. Para nosotros, ser una empresa reconocida es el resultado de poner en práctica esa filosofía que nos inspira cada día.



Alsina 771 - (C1087AAK) - CABA
Tel.: (+5411) 5355-8100
info@medanito.com.ar
www.medanito.com.ar

Gente confiable, entregando resultados.



People you trust, delivering results.



:: División Up Stream

a) Productos Químicos: Crudos pesados; Reductores de viscosidad; Polímeros.

b) Minimizar daños en formación: Estimulaciones de pozos; Squeeze.

c) Integridad de Activos: Control de corrosión y mejoradores de inyectividad; Control microbiológico.

d) Aseguramiento de Flujo: Control de incrustaciones; Depositiones de parafinas y asfaltenos; Control de hidratos.

e) Equipos de medición y Operación: Incrustaciones en tiempo real - DepCon; Corrosión en línea - Sidestream; Desarrollo microbiológico instantáneo - ATP; Equipamiento propio para instalación y mantenimiento de capilares a fondo de pozo.

:: División Down Stream

1. Desalado de Crudos / 2. Control de Corrosión / 3. Control de Espumación / 4. Control de Ensuciamiento / 5. Sistemas de Enfriamiento / 6. Sistemas de Generación de Vapor / 7. Tratamiento de Efluentes / 8. Clarificación de Agua Cruda / 9. Limpieza y Desgasificación / 10. Secuestro de H₂S / 11. Automatización / 12. Reductores de Viscosidad / 13. Depresores de Pour Point / 14. Aditivos de Combustibles.

Petroquímica

1. Antipolimerizantes / 2. Control de Ensuciamiento / 3. Control de Oxidación / 4. Rompimiento de Emulsiones / 5. Control de Corrosión / 6. Sistemas de Enfriamiento / 7. Sistemas de Generación de Vapor / 8. Tratamiento de Efluentes / 9. Clarificación de Agua Cruda / 10. Limpieza y Desgasificación / 11. Automatización.

:: División Integrity Water Management

Esta nueva línea de negocios incluye: 1. Diseño de plantas / 2. Construcción / 3. Financiación del proyecto / 4. Operación / 5. Mantenimiento.

Principales beneficios para los clientes: 1. Ganancia de eficiencia en Operación / 2. Reducción de costos Totales de operación garantidos / 3. Garantía de resultados / 4. Reducción de presupuesto de OPEX / 5. Disminución de riesgos.

Qué tipos de plantas estamos en condiciones de gerenciar: 1. Efluentes industriales / 2. Reuso de agua / 3. Agua de producción / 4. Cero descarga líquida / 5. Pretratamiento de Calderas y Circuitos de enfriamiento / 6. Nuevas construcciones-expansiones / 7. Ósmosis Reversa, Ultra Filtración y Nano Filtración.

Nalco Argentina S.R.L.

• Victoria Ocampo 360 / 3er. Piso - Edificio Colonos Plaza
Torre Sur, Puerto Madero Este Buenos Aires
C1107BGA - Argentina / Tel: (54) 11 5552-2566

• Avenida Central y Calle 12
Parque Industrial, Neuquén - 8300 - Argentina
Tel: (54) 299 441-3030

Evaluación de proyectos y el riesgo: un enfoque para la industria del petróleo y del gas

Por **Leandro Del Regno**

La tendencia en la evaluación de proyectos de las empresas de avanzada ya no apunta a evitar el riesgo en la toma de decisiones, sino, antes bien, a incorporarlo como variable plausible de transformarse en ventaja competitiva. El autor, experto en esta disciplina aplicada a las empresas del petróleo y del gas, propone aquí un acercamiento sistematizado al riesgo para identificarlo, entenderlo y enfrentarlo, sobre todo en esta industria de recursos no renovables, en la que es necesario arriesgarse siempre en busca de nuevas perspectivas

El enfoque tradicional de la gestión de riesgos a la hora de evaluar proyectos está concentrado en reducir la exposición a un evento potencialmente dañino para los resultados de la empresa. Se trata de un enfoque defensivo del tipo “evitar riesgos”. Este enfoque no brinda la atención apropiada a las actividades que incrementarán el valor de la empresa o que proveerán una ventaja competitiva, sino que trata el riesgo como un *commodity*: cuanto más bajo sea el riesgo, mejor. O sea, el trato que se da al riesgo es igual en todos los casos. Esta mentalidad, orientada al concepto de “*commodity*-evitar riesgos”, no contempla el riesgo de manera estratégica.

Quienes trabajan en estos ámbitos estiman que los líderes cuya mentalidad sea evitar el riesgo a toda costa terminan convirtiéndose en verdaderos “piqueteros” o saboteadores del crecimiento corporativo al bloquear la ruta del éxito de la empresa,

porque negocios y riesgo van de la mano: cuanto más riesgoso es el proyecto, mayores pueden ser las ganancias. Sin lugar a dudas, el riesgo y el rendimiento son dos conceptos que se relacionan. Por lo general, a mayor riesgo, mayor rendimiento.

Entonces, el riesgo no debe ser evitado, aunque tampoco ignorado. Lo que se necesita en el mundo corporativo actual no es evitar el riesgo, sino identificarlo, entenderlo y tratarlo de forma estratégica para transformarlo en una ventaja competitiva que nos permita superar a nuestros competidores.

La industria del petróleo y del gas es un ejemplo claro en el que puede aplicarse el concepto de gestión de riesgos como ventaja competitiva. A continuación, describiremos a grandes rasgos el riesgo y la incertidumbre, y luego cada uno de los riesgos que afronta la industria que nos ocupa a efectos de dar un marco para la reflexión. No nos detendremos en la coyuntura o en la profundización de la gestión de cada tipo de riesgo. El objetivo del artículo es reflexionar sobre la idea de pasar del enfoque temeroso expuesto en el primer párrafo a uno más inteligente y racional.

Introducción al concepto de riesgo

¿El riesgo es algo malo?

El riesgo forma parte de nuestra vida, nos acompaña siempre: el azar puede filtrarse en cualquier momento, y una situación que aparenta ser controlada puede tornarse súbitamente en un caos.

Por lo general, asociamos el riesgo con algo malo o con un daño. Veamos la definición de *riesgo* que todos dominan: "*Riesgo* es la contingencia de un daño. A su vez, *contingencia* significa que el daño puede materializarse en cualquier momento o no hacerlo nunca. Por ejemplo, diariamente corremos el riesgo de morir en un accidente de tránsito; pero puede que la muerte llegue en otra circunstancia diferente. Cualquier cosa que pueda provocar daños es un riesgo". Estas definiciones de conocimiento público no son más que el reflejo de lo que nos produce el escuchar la palabra *riesgo*: pánico.

Sin embargo, si lo entendemos como "toda variación con respecto

a un valor esperado", se deduce que la variación puede ser tanto negativa como positiva. *Riesgo*, para quienes evaluamos hoy los proyectos en una petrolera, alude a una variable que se mueve de manera diferente de lo estimado, ya sea hacia valores más altos o más bajos (tomando un valor promedio o central como punto de referencia). En definitiva, que una empresa esté sujeta a una situación de riesgo implica que puede sufrir un cambio respecto de los valores esperados originalmente, pero este cambio puede generar una pérdida o una ganancia.

Vayamos ahora a un ejemplo clásico de la industria que nos convoca. Sabemos muy bien que la actividad exploratoria conlleva un riesgo muy alto. ¿Qué motiva que perforemos un pozo en el mar a 3000 m de profundidad con un costo asociado de US\$ 100 millones? Sin duda, la respuesta es el retorno que obtendremos si hallamos un volumen de hidrocarburos considerable como para que el proyecto sea atractivo desde el punto de vista comercial.

Es lógico que el riesgo sea inherente a la empresa debido a que legitima la existencia de los beneficios corporativos, ya que estos son una recompensa por la asunción de riesgos. El empresario está dispuesto a arriesgar su capital en un proyecto para obtener un rendimiento acorde con el riesgo asumido. Los inversores que deciden invertir su dinero en un proyecto deben conocer los riesgos que enfrentan y demandar una rentabilidad coincidente. Todas las decisiones implican un riesgo y un retorno; es clave conocer ambos.

¿De dónde proviene el riesgo?

El riesgo es producto de la conjunción de dos factores obligatorios para su existencia: el futuro y las variables aleatorias. Imaginemos que las cosas ocurriesen en el presente. En ese caso, no habría valor esperado, ya que indefectiblemente está implícito el futuro. Tampoco existirían variaciones, dado que se conocerían todos los valores con exactitud. Por otro lado, si lográsemos eliminar la aleatoriedad de las variables, se revelaría su comportamiento de antemano, y, por ende, no existiría riesgo alguno.

Cabe hacer una aclaración adicio-

nal respecto de la variable aleatoria. Una variable es un elemento que puede tomar diversos valores a lo largo del tiempo. El concepto de aleatoriedad se refiere al hecho de que no podemos controlar su comportamiento porque está fuera de nuestro alcance: el tipo de cambio, el clima, la demanda de petróleo, el crecimiento de la economía, la tasa de inflación, la legislación impositiva, entre otros, son ejemplos de variables aleatorias.

¿Es lo mismo riesgo que incertidumbre?

Desde el punto de vista técnico, no. En el caso del riesgo, identifico una variable aleatoria y puedo determinar los niveles que tomará esa variable; además, también tengo elementos (objetivos o subjetivos) para calcular la probabilidad de ocurrencia de esos niveles. En el caso de la incertidumbre, si bien identifico la variable aleatoria y puedo determinar sus niveles, no hay forma de calcular las probabilidades de que ocurra.

Para reflejar lo antedicho, imaginemos que estoy organizando una fiesta al aire libre. Una variable relevante en mi decisión será el clima: para tener una idea del riesgo de lluvias, nos fijamos en el pronóstico del tiempo y nos enteramos de que la posibilidad de lluvia es del 80%. Ante este escenario, tal vez convenga hacer la fiesta en un lugar cubierto. En este ejemplo, la variable aleatoria es el clima. La probabilidad de ocurrencia del nivel de lluvia es del 80%; y del nivel no lluvia, del 20%. Se trata de un claro caso de situación en riesgo.

Ahora bien, si no tengo forma de calcular la probabilidad de lluvia tomando el mismo ejemplo, entonces estoy en una situación de incertidumbre. Aquí conozco la variable clima. También entiendo que cabe la posibilidad de que llueva o no (niveles), pero no puedo calcular las probabilidades de que llueva el día de la fiesta. Hay casos en que no es posible siquiera prever las variables aleatorias, a lo que se atribuye el nombre técnico de "hiperincertidumbre".

Tipos de riesgo en la industria del petróleo y del gas

Una gran variedad de riesgos im-

Riesgo

| Proyecto | Industria | Regulatorio | País-Macroeconómico |
|---|-----------------|----------------------|---|
| Geológico | Mercado | Cambios regulatorios | Asociación con las empresas estatales de petróleo |
| Comercial y contractual | Competencia | Político | Cambios en la política macroeconómica |
| Ambiental, de salud y de seguridad | Infraestructura | Impositivo | Precio de los commodities |
| De construcción, técnico y de operación | Tecnológico | | |

pactan en esta industria: cualquier variación en alguno de ellos puede alterar significativamente los resultados esperados. Como primer paso, en un análisis de riesgos, resulta vital identificar todas las variables sujetas a riesgo. Luego, hay que entender el comportamiento de dichas variables, sus interrelaciones y, sobre todo, analizar cómo se comportarán en el futuro. A efectos de entender ese comportamiento futuro, debemos conocer los motivos por los cuales la variable se mueve para un lado o para el otro. Posteriormente, es preciso saber qué herramientas habría que utilizar para calcular, cuantificar y monitorear el riesgo y su impacto en el proyecto.

Por último, deben delimitarse los escenarios posibles y tener un plan de acción para cada escenario.

Si bien pueden existir diversas formas de agrupación, vamos a identificar aquí cuatro tipos de riesgos: 1) Riesgo del proyecto, 2) Riesgo de la industria, 3) Riesgo regulatorio y 4) Riesgo país y macroeconómico. A su vez, estos grupos de riesgo contienen varios tipos de riesgos adicionales. Veamos el esquema de esta página.

Riesgo del proyecto:

Riesgo geológico

El factor geológico es el principal

elemento que debe tenerse en cuenta en la evaluación de cualquier proyecto de la industria del petróleo y del gas. Un lugar bendecido con la geología adecuada para contener grandes reservorios de hidrocarburos seguramente estará en el radar de las compañías más importantes, incluso si ese lugar no tiene buenos indicadores de riesgo país, regulatorio, etcétera.

Suena lógico: no tiene valor operar en un país cuyos factores de riesgo sean bajos en la mayoría de los casos si no es posible obtener petróleo o gas. El negocio existe en presencia del recurso. Ahora bien, si existe el potencial geológico, también existe su contracara: el riesgo geológico.



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





SOLIDBLOCK

7.1/16" y 5.1/8"

#5.000/10.000 psi

Operaciones Rig Less y Producción

PRODUCTOS PARA GAS, PETRÓLEO, PETROQUÍMICA E INDUSTRIA EN GENERAL.

www.wenlen.com | ventas@wenlen.com | Tel.: + 54 11 4666-0969

Analicemos brevemente la evolución de la industria para entender por qué cada vez se vuelve más importante la gestión del riesgo geológico.

Si bien es conocido que, en la antigüedad, ciertas civilizaciones usaron gas natural surgente en sus rituales sagrados y que, cerca del año 3000 a. C., los egipcios recurrieron a una especie de asfalto para construir las pirámides y preparar medicamentos, el primer disparador de la exploración de petróleo se asocia a 1800, cuando el aceite de ballena, utilizado como combustible para las lámparas en esa época, empezó a escasear. Se necesitaba un nuevo recurso para reemplazar a este insumo. Entonces, los inventores comenzaron a destilar petróleo, que obtenían de lugares donde surgía naturalmente a la superficie.

En 1858, un individuo llamado James Miller Williams, que se dedicaba a producir asfalto, hizo el primer descubrimiento comercial de petróleo en Ontario (Canadá), donde perforó y lo encontró a 18 m de profundidad. Al año siguiente, el coronel Edwin Drake descubrió petróleo en Pensilvania (Estados Unidos) al perforar a 21 m. A partir de este descubrimiento, comenzó a crecer la industria de petróleo moderna en los Estados Unidos.

Sin lugar a dudas, se avanzó mucho en estos 150 años de existencia de la industria: las tecnologías fueron mejorando, y se descubrió una infinidad de yacimientos en todo el

mundo. Estos descubrimientos alimentaron el crecimiento económico mundial, y la producción de petróleo y de gas aumentó exponencialmente. Pero ya no se encuentran grandes yacimientos a solo 20 m de profundidad. En la actualidad, la tarea se torna bastante más difícil: la exploración *offshore* a 4000 m de profundidad es una situación muy común, y evidentemente el riesgo es mucho mayor.

A fin de limitar el riesgo geológico, se han creado varias herramientas para disminuir la incertidumbre al elegir el lugar de perforación de un pozo: desde la sísmica en 2D y 3D hasta los modelos de simulación probabilísticos más sofisticados, todo para optimizar los desembolsos financieros y reducir la probabilidad de fracaso. Aun así, el factor de éxito de los pozos exploratorios perforados en el mundo promedió el 10% en los últimos quince años. En la Argentina, ha sido sólo del 6%: queda mucho por hacer para aumentar la efectividad exploratoria.

Riesgo comercial y contractual

Monetizar una reserva de gas o de petróleo requiere de una serie de acuerdos y contratos comerciales que integrarán el movimiento del recurso desde la cabeza de pozo hasta el cliente final. Cada contrato arrojará un resultado que impactará en el acuerdo posterior de la cadena de valor. El resultado del acuerdo

previo incluirá determinados riesgos comerciales que heredará el acuerdo siguiente. Por esta razón, es muy importante entender los riesgos comerciales de los acuerdos de toda la cadena y de qué manera interactúan entre ellos.

El riesgo comercial se relaciona con un deudor que no puede pagar un crédito debido a algún impedimento, por ejemplo, la bancarrota. Este riesgo puede extenderse a relaciones entre privados o con organismos públicos.

Hoy contamos con diversas medidas para mitigar el riesgo comercial; algunas alternativas son muy extremas, como no vender a crédito (en línea con el enfoque de gestión de riesgos que colisiona con el crecimiento corporativo). En la Argentina, es común que, si aparece un nuevo cliente sin historia en la industria del petróleo y del gas, se le pida un anticipo antes de transferir el crudo. El uso de cartas de crédito expedidas por un banco puede ser otra opción, en cuyo caso un tercero asume el riesgo de cobranza cuando se transfiere la propiedad de un bien o de un servicio. Otra forma consiste en establecer cláusulas contractuales ante la falta de pago. Desde luego, hay muchas otras formas de mitigar los riesgos comerciales. Como ya se mencionó, primero reanalizamos los riesgos y, tras identificarlos y entenderlos, se decide la mejor manera de

¡Nuevas!
Amoladoras 115 mm.
GWS 7-115 y
GWS 7-115 ET
Professional.

Potencia y comodidad
en la medida exacta.

BOSCH
Innovación para tu vida

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



Petrobras. *Energía en todo lo que hacemos.*

PETROBRAS

lidar con ellos (no evitarlos) teniendo en cuenta la visión de crecimiento corporativo. Si no podemos vender lo que producimos, no existe la monetización del recurso.

El riesgo contractual está ligado tradicionalmente al de pérdidas y daños en la ejecución de un contrato de cualquier índole, ya sea comercial, operativo, etc. Con frecuencia, cuando se realiza un contrato, no queda bien estipulado quién es el responsable ante cada contingencia, y esto ocasiona reclamos diversos. Es clave estipular por escrito los riesgos relevados y cómo se tratarían en caso de ocurriese. Una buena gestión del riesgo contractual permitirá trasladar los riesgos a terceros y eliminar buena parte de contingencias futuras. De este modo, muchas veces mejorará el desempeño en la ejecución del contrato por parte del tercero. Sin embargo, es preciso hacer un buen diagnóstico del contratista para saber si puede ocuparse de determinados riesgos, ya que, si algo sucede, tal vez la empresa tenga que hacerse cargo, y será aún más costoso.

Riesgo ambiental, de salud y de seguridad

El riesgo ambiental, de salud y de seguridad surge del efecto de un desvío en alguna de estas tres áreas en relación con los empleados de la empresa, los clientes, los contratistas, las comunidades y cualquier grupo que interactúe con la empresa.

El petróleo y el gas generan buena parte de la energía que proporciona confort en las casas y en los lugares de trabajo, facilitan la movilidad de las

personas y son clave para producir riqueza. Además, proporcionan materias primas para la fabricación de medicinas, fertilizantes, plásticos, etcétera.

Por otro lado, su producción y consumo conllevan una considerable presión sobre el medio ambiente que debe mitigarse para que la actividad sea sustentable. El riesgo ambiental es el que se relaciona con organismos vivos y el medio ambiente como efluentes, emisiones, manejo de desperdicios y utilización irresponsable de recursos naturales. Todas estas palabras muchas veces se asocian a la industria del petróleo y del gas.

Con el fin de controlar el riesgo que se cierne sobre estas áreas, las empresas realizan las siguientes actividades: promueven condiciones de trabajo seguras en las instalaciones de la compañía; apoyan la concientización de seguridad en los empleados, en el trabajo y en su relación con las comunidades; adoptan las tecnologías adecuadas para evitar daños ambientales; mejoran la prevención de accidentes y enfermedades ocupacionales; promueven entrenamiento a los empleados y a los contratistas; evitan fatalidades e incidentes de tiempo perdido en el lugar de trabajo; previenen accidentes vehiculares; cumplen con todas las leyes; promueven la protección ambiental; previenen la contaminación; conservan y reciclan la energía; analizan los incidentes producidos para detectar lecciones aprendidas; fomentan la sustentabilidad corporativa y apoyan la responsabilidad social empresarial.

Este grupo de iniciativas son inversiones que las empresas realizan

debido al fuerte impacto financiero y a la reputación de la compañía que pudiera tener un incidente que atentase contra el medio ambiente, la salud o la seguridad. El uso responsable de los recursos puede proporcionar beneficios muy claros y aumentar el valor de las empresas de forma considerable. Aquí es clave resaltar los beneficios que la industria genera y demostrar que se trabaja arduamente para reducir los efectos colaterales que acarrea su producción.

Una empresa puede capitalizar el riesgo ambiental, de salud y de seguridad, ya que, si se ocupa de él eficientemente, tendrá una ventaja competitiva respecto de otras empresas. Esta ganancia en reputación la ayudará a obtener nuevos negocios, los mejores recursos humanos y otros atributos que impactan en los beneficios de forma directa.

Riesgo de construcción, técnico y de operación

La gestión de proyectos implica el análisis de riesgo de construcción, que incluye la incertidumbre referida a la productividad de los recursos asociados al proyecto, implicaciones climáticas, conflictos en las relaciones industriales y temas de logística. El riesgo contractual antes mencionado también se relaciona con el riesgo de construcción. Comparada con otras actividades, la de la construcción está sujeta a más riesgos debido a sus particularidades, por ejemplo, períodos largos de construcción, procesos y ambiente complejos, intensidad financiera y estructuras organizativas complejas.



Collar Flotador
Stock Disponible

BluTech Co.
Ingeniería / Servicios - Oil&Gas

Ingeniería, Consultoría y Servicios para la Industria Petrolera

- *Gestión Integral Operativa*
- *Servicios para Perforación de pozos*
- *Diseño de Pozos. Diseño de Tuberías.*
- *Estudios de Corrosión, Análisis de Falla. Estudios Especiales.*
- *Accesorios para Cementación de Pozos (Representante de CTE)*
- *Grasas para Tuberías (Representante de Topco Oilsite)*
- *Capacitación en temas de Perforación*

Buenos Aires
Te: 011-43135152

Comodoro Rivadavia
Te: 0297-154423625

Neuquén
Te: 0299-155806485

info@blutech.com.ar
www.blutech.com.ar

**PODER
EXPERIENCIA
FLEXIBILIDAD**



Waukesha



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

El riesgo técnico se asocia con los aspectos técnicos en la fase de ingeniería de los proyectos. Los elementos que componen el riesgo técnico no resultan fáciles de caracterizar y son bastante caóticos, ya que dependen de las personas, del ambiente y de las leyes de la ciencia. Así y todo, podríamos decir que aquí agrupamos desafíos de diseño, eventos relacionados con la investigación del lugar, incertidumbre sobre la fuente y la disponibilidad de los materiales, y nivel de adecuación de las especificaciones técnicas.

El riesgo de operación surge de la ejecución del propio negocio de la compañía. Se trata de un concepto bastante amplio que se concentra en los riesgos asociados con las personas, los sistemas y los procesos mediante los cuales opera la empresa. Estos conceptos son de carácter interno de la compañía; también deben sumarse eventos externos que afecten el modo de operación de la empresa. En ocasiones, incluye riesgos de fraude, legales, físicos y ambientales. Básicamente, estamos hablando del día a día de la empresa, de un modo de operación habitual que intenta ser rentable, sostenible y seguro aislando todo lo que atente contra esto.

Riesgo de la industria

Riesgo de mercado

En la práctica financiera, hay

una disciplina que es el manejo de portafolios. Un portafolio se forma con dos o más inversiones y conlleva dos riesgos: el riesgo de mercado y el riesgo diversificable. Imaginemos que destinamos todos nuestros ahorros a la compra de acciones de una sola empresa. Sin lugar a dudas, un cambio en la cotización de la acción impactará de lleno en el resultado de la inversión. No estamos diversificando el riesgo.

Ahora bien, si sumo acciones de otras empresas, ya tenemos un portafolio, y el riesgo diversificable va a disminuir. Si, por encima, esas empresas pertenecen a industrias diversas, el riesgo diversificable bajará aún más hasta, incluso, eliminarlo por completo. En ese punto, nuestro portafolio se moverá en la misma dirección que el mercado de acciones en general, ya que estamos replicando su composición a una escala menor.

Por otra parte, el riesgo de mercado es inherente a la industria donde opera la empresa. Se trata de un riesgo que no puede ser diversificado ni eliminado. En el ejemplo del portafolio, eliminamos el riesgo diversificable, y solo nos quedó el riesgo de mercado. Ese riesgo de mercado hace referencia a todas las industrias combinadas.

Cada industria tiene sus características particulares, pero todas tienen un punto en común: están sujetas a la ley de oferta y demanda. Cuando

hablamos de riesgo de mercado, nos referimos al movimiento de la oferta y la demanda. Las leyes de la oferta y la demanda contemplan el precio (demandado y ofertado) y las cantidades (demandadas y ofertadas). Estos componentes se conjugan en las famosas curvas de oferta y demanda. En su intersección, encontramos el equilibrio tanto de precios como de cantidades. Este principio básico de la economía se aplica a cualquier mercado, ya sea de libre competencia, oligopólico o monopolístico. Todos tendrán una curva de oferta y demanda, aunque sus formas van a variar según el tipo de mercado.

Las empresas están expuestas a la volatilidad de los precios. Si la empresa opera en el *upstream*, solamente serán los precios del crudo y del gas. Si opera en el *downstream*, además de los precios del crudo y del gas, deberán sumarse los precios de los productos refinados y del transporte. Esos precios van a reflejar la puja entre la oferta (capacidad instalada) y la demanda de hidrocarburos y sus derivados. En el resultante de la oferta y la demanda, entrarán en juego muchos de los riesgos expuestos. Por ejemplo, si hay un problema operacional o una acción del sindicato y un yacimiento grande reduce su producción significativamente, es probable que impacte en una suba de precio por menor oferta de crudo o de gas ante una demanda constante.

Port of Houston - Puerto Deseado

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

Contact Sebastian Monsalve (281) 678-1260

OK LEASING LATIN AMERICA

Asset Management | Logistics & Inspection Services (Since 1990)

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

smonsalve@compuserve.com

smonsalve@msn.com



TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.



1810-2010
BICENTENARIO
REVOLUCIÓN DE MAYO

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

Imaginate la distancia que separa Buenos Aires de Nueva York.

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



Lo imaginamos, lo logramos.



Alguna de las maneras que utilizan las empresas para reducir el riesgo de precio consiste en realizar contratos de futuros o coberturas. De esta manera, se pactan precios para entregar en el futuro y se reduce la volatilidad del *commodity* o del producto.

Riesgo de la competencia

El riesgo de la competencia se asocia a una declinación o a un incremento en la competitividad de la empresa frente a sus rivales. Por lo general, contiene la estrategia y el posicionamiento de la empresa en el mercado en que opera.

Hay diversos eventos que van a generar una competencia mayor. Por un lado, estos disparadores pueden estar vinculados con un mercado en crecimiento o con mayor rentabilidad. Por el otro, es posible que menores márgenes de ganancia por unidad empujen a las empresas a una competencia feroz por obtener más mercado con el fin de mantener la ganancia en valores absolutos.

Los mercados muy rentables atraerán nuevas empresas. Si ingresan muchas empresas en el mercado, seguramente decrecerá la rentabilidad para las que ya operan en él. Este resultado puede evitarse si los actuales operadores son capaces de bloquear la entrada de nuevos competidores. Ante barreras de entrada altas, hay menos jugadores nuevos interesados por entrar en el mercado, mientras que la existencia de barreras de salida altas dificulta la salida del operador del negocio. La situación ideal es un mercado que tenga una barrera de entrada alta y una barrera de salida baja. Algunas de las barreras de entrada más comunes son requerimientos de capital muy elevados (industria del petróleo y del gas), políticas gubernamentales muy exigentes, curva de aprendizaje del negocio muy larga, políticas de competencia agresivas a cargo de los operadores actuales, difícil acceso a los canales de distribución de productos, clientes muy leales a las marcas establecidas en el mercado, uso de tecnología de avanzada, etcétera.

La ventaja competitiva se logra cuando una empresa adquiere o desarrolla un atributo (o una combinación de ellos) que le permite obtener mejores resultados que sus competidores. En una empresa petrolera, estos atributos pueden ser tener acceso a

los mejores yacimientos en términos de producción y reservas, poseer los recursos humanos mejor capacitados y motivados, tener la tecnología más avanzada para producir reservorios complejos, etcétera. En otras palabras, una empresa tiene una ventaja competitiva cuando implementa una estrategia de creación de valor que ningún otro competidor está implementando. El riesgo de la competencia es buscar esa ventaja competitiva. Quien la logre podrá aumentar sus beneficios por haber buscado e implementado una estrategia superior e innovadora. El que no arriesga queda relegado. Desde luego, a veces el que mantiene el statu quo puede terminar ganando participación de mercado si la empresa que trata de innovar fracasa en su estrategia y queda en una situación vulnerable. Por lo tanto, en ocasiones, la mejor decisión es no innovar, aunque esa estrategia funciona solo en el corto plazo.

Riesgo de infraestructura

Es la posibilidad de sufrir una pérdida en un área debido a una infraestructura insuficiente para completar un proyecto, transportar un producto, etc.; por ejemplo, la falta de rutas o de caminos en el área que probablemente dificulte o imposibilite el transporte de un producto o de mercancía en una manera eficiente. Esto puede dar como resultado una pérdida para el vendedor. Este riesgo, también conocido como “riesgo de transporte”, es mayor en los países en desarrollo y en zonas muy alejadas de centros urbanos importantes.

La seguridad de la sociedad moderna depende cada vez más de la integridad de la infraestructura, como puentes, caminos, edificios, instalaciones portuarias, etc. Un daño en la infraestructura, supongamos el colapso de un puente, representa una amenaza para la seguridad de las personas y también conlleva impactos socioeconómicos, como pérdidas de productividad y desempleo debido a demoras en el transporte de personas y de mercancías.

Este riesgo no debe soslayarse en la práctica de la industria debido a que normalmente los yacimientos están en zonas remotas y de difícil acceso, incluso costa afuera. Una infraestructura deficiente puede ocasionar cuantiosas pérdidas si se produce un acci-

dente; y, de igual manera, una buena infraestructura puede proporcionar ventajas competitivas y ahorros de costos operativos cuantiosos.

Las prácticas comunes son evaluar los riesgos más extremos y poco frecuentes de forma individual. Estos también pueden combinarse con riesgos más rutinarios, como deterioro de la infraestructura por el paso de los años. Este análisis plantea acciones de mitigación ante las contingencias. Anticiparse a los daños de la infraestructura y tomar una medida para que no se corporicen brinda una ventaja competitiva, ya que aumentará la eficiencia de la operación en su conjunto y evitará paradas en la producción o en la comercialización del recurso, por lo que el negocio se volverá más confiable.

Riesgo tecnológico

La tecnología está inmersa en toda la operación de una empresa; por lo tanto, el riesgo tecnológico no puede aislarse a un proceso que se concentra en una sola área. La tecnología brinda soporte a procesos decisivos de la empresa que esta utiliza para elaborar, entregar y manejar sus productos y servicios. Entender el papel que desempeña la tecnología en la operación del negocio establece el marco para comprender lo relevante que es el riesgo tecnológico.

Es necesario analizar la importancia relativa de todos los sistemas, las bases de datos y las aplicaciones existentes y entender la naturaleza de cada función y la criticidad de los datos que ellos almacenan y soportan, como así también la importancia en la operación del negocio de la compañía. En este punto, es clave comprender la arquitectura de los sistemas y sus redes y determinar las interconexiones con otros sistemas externos. Este proceso revelará puntos de acceso al sistema donde se deberán instalar mecanismos de seguridad. Entender cómo la información fluye a través de los sistemas y dónde se introducen los datos también revelará áreas de potencial vulnerabilidad. Los diagramas de las redes deben estar actualizados y ser fáciles de comprender.

La dinámica de la tecnología representada por la velocidad que el *hardware*, el *software* y los servicios nuevos han introducido genera ma-

Alguien en quien poder confiar



www.delgasas.com

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

Equipamiento eléctrico para áreas clasificadas y no clasificadas

Ventas, Administración y Planta

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

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

Para más información: www.delga.com

yor complejidad. Como consecuencia, se hace más difícil el control, por lo que, para analizar los riesgos tecnológicos, debe contarse con personal que tenga la experiencia necesaria. Cada lanzamiento nuevo de un sistema operativo o de una aplicación abre una variedad de agujeros de seguridad que deben relevarse.

Las amenazas pueden tener varias procedencias. Tradicionalmente, las amenazas han sido categorizadas como internas (por ejemplo, empleados maliciosos o incompetentes, contratistas, proveedores de servicios o ex empleados que retuvieron información al dejar la empresa) o externas (por ejemplo, piratas informáticos, competidores, etc.). Un desastre, tanto natural como causado por el hombre, puede ser catalogado como una forma de fuente externa de ataque. Investigaciones realizadas en los Estados Unidos por la consultora Big Four –y otras de Microsoft– han revelado que el 80% de los ataques se originaron dentro de la empresa; y solo el 20%, desde afuera.

El riesgo tecnológico está presente a lo largo de la compañía, por lo que debe encarárselo como un todo. En primer lugar, se identifican las vulnerabilidades y las amenazas. Después de identificarlas, se crea e implementa una estrategia de mitigación.

Riesgo regulatorio

Riesgo de cambios regulatorios

Este riesgo se relaciona con cambios en las leyes y regulaciones que impactan en el modo de operación de la empresa, en su valuación de mercado, en los resultados que genere y en toda la industria. Los cambios efectuados en las regulaciones por el Gobierno o por el organismo regulador pueden incrementar los costos operativos y reducir el atractivo de la inversión, como también cambiar el panorama competitivo.

El riesgo regulatorio también se asocia a fallas de la propia empresa para cumplir con las regulaciones existentes debido a determinados problemas, tales como insuficiente cantidad de recursos, empleados no capacitados para entender las regulaciones, etcétera.

Supongamos que una empresa que brinda servicios eléctricos enfrenta

una carga importante de regulaciones, incluida la calidad de la infraestructura y la tarifa que debe cobrarles a los clientes por el servicio que presta. Este cuadro pertenece a un servicio regulado, y el cambio en el marco regulatorio impactará fuertemente en los resultados de la empresa. Por ejemplo, si las tarifas no se ajustan y la estructura de costos sube de manera considerable, cabe la posibilidad de que esta empresa opere de forma deficitaria.

Por otro lado, si para mantener la calidad de la infraestructura en el nivel estipulado dentro del marco regulatorio la empresa debe invertir sumas de dinero considerables, tal vez las tarifas desactualizadas no le permitan recuperar la inversión.

Las empresas contemplan en sus cálculos financieros el riesgo regulatorio antes de entrar en un negocio. La forma clásica es adicionando una tasa de descuento mayor de su inversión: si el valor presente sigue siendo positivo, tal vez valga la pena invertir. Otras empresas confían en su poder de *lobby* y en su entendimiento con los entes reguladores para evitar el cambio regulatorio.

Los cambios regulatorios también pueden tener un impacto positivo en la empresa. Esto sucede cuando el organismo regulador introduce un cambio para incentivar a una industria o sector y mejorar las condiciones de operación, por ejemplo, aliviando la carga de inversiones o aumentando la tarifa del servicio.

Es importante anticipar si el ambiente de negocios tiene volatilidad alta para ajustar los cálculos financieros y el modo de operación del negocio ante esos cambios. Para ello, se requiere de mucha flexibilidad de la gerencia a fin de mantener una ecuación positiva y un servicio de calidad aceptable.

Un extremo del cambio regulatorio es la expropiación, que se produce cuando un Gobierno le da un carácter estratégico a alguna actividad económica y prefiere brindar el servicio mediante una operación estatal. Aquí será clave la gestión para recuperar lo invertido. La protección, en este caso, se basa en tener cláusulas en el contrato que estipulen una forma de cálculo o valor de referencia para valuar la empresa. La relación de la empresa con el Gobierno local del país en cuestión deberá ser cercana

para explicar las implicancias de la decisión tomada. No debe descuidarse la salida de la operación, o sea, cómo cerrar la contingencia legal de la empresa ante un evento surgido en forma posterior a la expropiación.

Riesgo político

El riesgo político se refiere a los desafíos que los negocios y los Gobiernos pueden enfrentar como resultado de decisiones políticas que posiblemente alteren las expectativas económicas de los actores al cambiar la probabilidad de que se alcancen determinadas metas previamente fijadas.

El riesgo político al que puede estar sometida una empresa alude a elementos que no se relacionan con el mercado, sino con factores macroeconómicos (como cambios en políticas fiscales, monetarias, laborales, etc.) y de inestabilidad política o social (por ejemplo, guerras civiles, anarquía social, acciones gremiales, terrorismo, levantamientos sociales, insurrección militar o policial, etc.). Otros eventos que aparentemente dan lugar al riesgo político son los cambios de Gobiernos y de cuerpos legislativos.

Este riesgo también es conocido como “riesgo geopolítico” y resulta más importante si el horizonte de una inversión es muy largo. Muchas veces, un resultado del riesgo político puede ser una barrera para girar dividendos al exterior, lo que parece disminuir el retorno de la inversión a un inversionista extranjero.

Los Gobiernos pueden llegar a tener complicaciones para ejecutar acciones diplomáticas o militares como resultado del riesgo político. Es importante diferenciar que un nivel bajo de riesgo político no significa un alto grado de libertad política. De hecho, hay estados muy estables que están manejados por regímenes autoritarios. Esta información debe incluirse en el análisis de riesgo político, ya que cabe la posibilidad de que un modelo muy opresivo genere una semilla para un levantamiento contra el Gobierno que pudiese impactar en los resultados de la empresa.

Las empresas deben medir las posibles implicancias de los potenciales eventos políticos en sus resultados. Estos eventos pueden tener un impacto directo (por ejemplo, mediante un cambio en la política laboral) o indirecto (mediante el costo de una

oportunidad desaprovechada).

Se pueden diferenciar dos tipos de riesgos político: el que se produce en un nivel "macro" y el que sucede en un nivel "micro". El primero afecta a todos los actores en un lugar determinado. En cambio, el segundo se asocia con un sector, una industria o incluso una empresa específica. Por ejemplo, si los representantes de un gremio ocupan todos los yacimientos de una provincia determinada, estamos hablando de un nivel "macro". En cambio, si la acción gremial se ejecuta solamente en el yacimiento de una empresa determinada, se trata de un nivel "micro".

El riesgo político puede tener mucha influencia en proyectos de grandes dimensiones debido a que son proyectos muy visibles y pueden ser usados para propósitos políticos. Muchas veces, estos propósitos políticos no son planificados de antemano por el poder de turno, lo que genera aún más caos. Decisiones políticas improvisadas y repentinas se traducen en mayor riesgo político.

En la industria del petróleo y del gas, un megayacimiento insume una inversión cuantiosa para su desarrollo, demanda obras civiles, genera muchos puestos de trabajo directo e indirecto, e involucra a superficarios, Gobiernos provinciales y nacionales. Puede ser muy tentador para ganar una elección intentar obtener una parte adicional de la rentabilidad mediante nuevas tasas o obligando a realizar inversiones nuevas a las comprometidas cuando quizás no sea el momento apropiado desde el punto de vista del negocio.

Para mitigar el riesgo político, hay que tener especialistas (internos o externos) que ayuden a la empresa a entender el clima político y sus incertidumbres. Luego, deben diseñarse los planes de contingencia ante cada escenario posible. Existen firmas de seguros que cubren riesgos políticos, pero no siempre han probado ser exitosas, ya que suele ser muy difícil cuantificar este tipo de riesgos. La mitigación de este riesgo puede

realizarse antes, durante y después de haberse ejecutado una inversión. Antes de la inversión, toma lugar mediante el proceso de análisis previo teniendo conocimiento de la reputación del socio local (cuando existiera), estructurando y escribiendo los contratos correctamente, etc. Cuando el proyecto está en marcha, el inversor puede beneficiarse construyendo acciones comunitarias que aumenten su reputación social, lo que suele disminuir el riesgo político. Cuando ya se haya realizado el proyecto y se haya manifestado un evento de riesgo político, el efecto tal vez pueda ser mitigado litigando, ejecutando el plan de contingencia previamente diseñado o saliendo del mercado.

Riesgo impositivo

El riesgo impositivo puede incluirse dentro del riesgo político. Sin embargo, debido al importante impacto que los impuestos tienen en la industria del petróleo y del gas, decidimos tratarlo por separado. El Estado es



NORPATAGONICA
LUPATECH

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

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

SERVICIOS

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



el principal socio de las empresas (quíerese o no); por lo tanto, como en toda asociación, habrá ventajas y desventajas, y las empresas deberán ponderar el equilibrio entre riesgos y oportunidades impositivas.

La definición de “riesgo impositivo” es bastante amplia y considera todas las fuentes de riesgo que podrían crear un resultado inesperado en la posición fiscal. Algunas de las fuentes podrían ser el incumplimiento de un requisito fiscal, que podría debilitar la posición fiscal de la compañía; las suposiciones económicas y del desarrollo del negocio, que podrían cambiar las hipótesis en la que se basan las posiciones fiscales, como crecimiento de ventas y de ganancias antes del impuesto; y la volatilidad de tasas de interés o diferencias de cambio, que interactúan con la posición fiscal y tornan el resultado impositivo impredecible. También son fuente de riesgo los riesgos legales que surjan de procesos judiciales con impacto en la posición fiscal; y los cambios en la legislación y en el marco regulatorio con impacto fiscal; etcétera.

Los impuestos deben manejarse de manera estratégica. El área de impuestos tiene su propio perfil de riesgo, por lo que debería tener un análisis separado; esto también está vinculado con su considerable impacto. Así y todo, el proceso de gestión de este riesgo no difiere de otros en lo relativo a los pasos por seguir. Nos referimos aquí a que, primero, se debe identificar el riesgo impositivo; luego, entenderlo, medirlo, controlarlo; y, por último, comunicar el riesgo a la gerencia y a los accionistas.

El riesgo impositivo tiene dos consecuencias para la corporación: una es financiera y la otra es en términos de reputación. Por su complicado cálculo y naturaleza técnica, la alta gerencia tal vez no lo entienda y aprecie correctamente, situación que puede exponer a la compañía a resultados inesperados.

La alta gerencia debiera decidir cuánto riesgo impositivo coincide con el perfil de riesgo de toda la compañía para satisfacer las expectativas de los accionistas. Un departamento de impuestos moderno debería estar integrado a la gestión de riesgo global de la empresa y ayudar a comunicar y controlar cualquier brecha entre la implementación de la estrategia impositiva y

la ecuación riesgo/retorno/reputación que la empresa considere óptima.

El riesgo impositivo de tipo técnico es el que la mayoría de la gente percibe como emanado primordialmente de la potencial incertidumbre de la interpretación de las leyes impositivas por las autoridades fiscales. Una interpretación contraria a la suposición de la empresa puede dar lugar al pago de una porción mayor del impuesto, intereses y multas.

Debido a que las posiciones fiscales pueden producir resultados inesperados, se requiere una evaluación de riesgo impositivo completo durante la fase de planeamiento impositivo, durante la implementación y durante la fase de ejecución y cumplimiento.

El riesgo impositivo implica, además, mayor complejidad que otros riesgos por dos motivos. Uno es que las posiciones fiscales individuales interactúan entre sí. Supongamos una empresa que tiene sucursales en otros países. Si la posición fiscal de una sucursal tiene una variación inesperada, la posición de la casa matriz también será afectada. Por otro lado, el riesgo impositivo también resultará afectado si otro riesgo (político o de infraestructura, etc.) tiene un impacto sorpresivo. Parece un efecto dominó.

El riesgo impositivo tiene implicancias en la reputación de las empresas si llegan a estar envueltas en un caso de fraude fiscal. La credibilidad de la empresa sufrirá fuertemente, y eso impactará en los resultados de una manera incluso más dura que los costos financieros que acarree el fraude fiscal.

La industria del petróleo y del gas está sujeta a diversos impuestos y tasas, tanto en el orden nacional como en el provincial y municipal. La voracidad fiscal de estas administraciones tiende a subir con el tiempo, sobre todo en las fase de madurez del negocio, cuando el flujo de fondos es positivo y se está repagando (o se ha repagado) la inversión. Como se ha expuesto, es fundamental que las empresas posean un sistema de gestión del riesgo impositivo mejorado a efectos de dilucidar cuál es la ecuación riesgo-retorno-reputación óptima y que se puedan anticipar los cambios en los regímenes lo antes posible para morigerar su impacto y cumplir con las expectativas de los accionistas.

Riesgo país y macroeconómico

Riesgo en la asociación con las empresas estatales de petróleo

Las empresas estatales de petróleo, también conocidas como NOC (*National Oil Companies*), son empresas total o mayoritariamente de propiedad de un Estado nacional. En la actualidad, representan alrededor del 52% de la producción mundial de petróleo. De las veinte mayores empresas productoras del mundo, catorce son NOC y controlan alrededor del 77% de las reservas probadas de petróleo. Entre las NOC más famosas, se encuentran China National Offshore Oil Company (CNOOC) y China National Petroleum (“Petro-China”), de China; Empresa Colombiana de Petróleos SA (“Ecopetrol”), de Colombia; ENI, de Italia; Gazprom Neft, de Rusia; Petrobras, de Brasil; Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (“PetroEcuador”), de Ecuador; Petróleos de Venezuela (“PDVSA”), de Venezuela; Petróleos Mexicanos (“PEMEX”), de México, etcétera.

Según los porcentajes enunciados en el primer párrafo, la asociación es inevitable en los países donde existen las NOC. Esta realidad trae aparejado el riesgo propio de la asociación; pero, a diferencia de un socio privado, el Estado es un jugador mucho más poderoso. En muchas ocasiones, la NOC tiene el mayor porcentaje del consorcio (pudiendo ser el operador del yacimiento o no). Además, el consorcio deberá pagarle al Estado los impuestos, por lo que hay una doble asociación (vía dividendos y vía pago de tributos).

En otros casos, la NOC es la dueña del recurso, y las empresas solo brindan un servicio operativo, pero no tienen propiedad de las reservas. En otras oportunidades (por ejemplo, en los contratos de producción compartida “PSC” o en las concesiones), el socio privado tiene la posibilidad de poseer las reservas asociadas a su porcentaje de interés societario.

En la Argentina, tenemos una NOC muy joven: ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima). Esta empresa tiene el control de las cuencas costa afuera del país. Cualquier iniciativa en el mar argentino debe incluir una asociación con ENARSA. Adicionalmente, existen empresas provinciales de tamaño pequeño.

Los riesgos que tienen las propias



TRABAJAMOS CON ENERGÍA

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

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

invertimos para crecer



ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001



NOC también impactan considerablemente en sus socios privados, ya que estos riesgos afectan al resultado de la operación conjunta. Los riesgos más comunes son:

1. Disponibilidad de la tecnología para explotar las reservas de petróleo y de gas.
2. Disponibilidad de contar con recursos humanos calificados para llevar a cabo las iniciativas.
3. Riesgos políticos y regulatorios derivados de legisladores o gobernantes que dispongan de los recursos financieros de la NOC para fines ajenos al negocio. De este modo, se debilita la capacidad financiera de la NOC para mantener inversiones.
4. Riesgo ambiental. Muchas veces la NOC no posee una cultura muy desarrollada de cuidado ambiental y puede generar al socio un impacto en lo referente a RSE (Responsabilidad Social Empresarial).
5. Riesgo de infraestructura. Se desprende de la falta de inversiones en las instalaciones que hacen que la infraestructura se vuelva obsoleta y baje la eficiencia y confiabilidad operativa.

Riesgo de cambios en la política macroeconómica

El análisis de riesgo macroeconómico cumple una función muy importante en las empresas, sobre todo en las que tienen proyectos de ciclos largos, como la del petróleo y del gas, donde un proyecto puede tener un horizonte de diez años desde las primeras etapas exploratorias hasta su ejecución y operación.

El riesgo macroeconómico afecta claramente a los ciclos del negocio. Se define como “el peligro que la economía presente una coyuntura negativa contra la inversión”. Supongamos una empresa desarrolladora inmobiliaria orientada al negocio residencial cuando debe operar en períodos de altas tasas de interés. Si la empresa vende los inmuebles que fabrica con créditos hipotecarios, la suba de las tasas de interés no facilitará el acceso a este instrumento financiero por tornarse muy costoso. Si la empresa vende mayoritariamente al contado, lo más probable es que los clientes coloquen su dinero en el banco porque le paga tasas atractivas de interés en lugar de invertir en

inmuebles. Sin duda, este escenario de tasas altas no favorece el negocio inmobiliario residencial.

El riesgo macroeconómico contempla los cambios en la política económica. Por ejemplo, pasar de un tipo de cambio fijo a uno con flotación libre agregará una volatilidad importante a los flujos de dinero generados en moneda extranjera. Una tasa alta de inflación puede subir los costos operativos de forma considerable; y, si no se tiene la posibilidad de traspasar los costos a los precios de venta, se verá reducida la competitividad de la firma.

El impacto de todos estos temas es fácilmente demostrable desde el punto de vista empírico en la industria del petróleo y del gas. Sin duda, muchas veces los cambios de política macroeconómica han beneficiado a la industria. Una devaluación drástica de la moneda local hará que los costos en moneda extranjera se reduzcan. Si el crudo se vende en moneda extranjera, el impacto en las ganancias será muy positivo.

Al final, estos cambios agregan volatilidad a la economía. En términos un poco más técnicos, el riesgo macroeconómico no es más que la medición de la volatilidad del producto interno bruto de un país. Esa volatilidad puede impactar de forma favorable o desfavorable, como hemos comentado.

En los noventa, los planes de estabilización económica muy populares en Latinoamérica fomentaban la baja volatilidad de los ciclos económicos y el fin de la inflación. Una economía estabilizada permite una mejor proyección de los flujos futuros de las inversiones. Una economía estable no significa que posea un sólido crecimiento: simplemente, su comportamiento no tiene picos y valles pronunciados.

Veamos un ejemplo de una economía que presenta alta volatilidad. Supongamos un país que ha contraído una deuda grande en relación con su PBI. Este país será más volátil a movimientos de la tasa de interés, sobre todo si la deuda es de corto plazo. Adicionalmente, si esa deuda se pactó en moneda extranjera, también será susceptible a variaciones en el tipo de cambio.

Para tratar de manera eficaz el riesgo ante cambios en la política

económica, la empresa deberá contratar personal que se ocupe de entender cómo influyen las variables económicas en el negocio y también deberá anticipar el movimiento de las variables económicas para crear estrategias de mitigación (para reducir un impacto negativo) y apalancamiento (para amplificar el escenario positivo).

Riesgo de precio de los commodities

Un *commodity* es toda mercancía vendida a granel, genérica, básica y sin mayor diferenciación entre sus variedades. Por lo general, se comercializa en los mercados financieros. El petróleo y el gas entran en esta categoría, como el oro, la plata, la soja, el café, etcétera.

El riesgo en los precios de los *commodities* alude a las incertidumbres de los valores de mercado y al tamaño del ingreso futuro del negocio causado por la fluctuación del precio de los *commodities*. Afecta tanto a los consumidores como a los productores y a los Gobiernos. En el caso de los productores, si el precio del *commodity* baja, las ventas también lo harán; mientras que si el precio sube, ocurrirá lo contrario. Este riesgo es el mayor de los que afectan a los productores de *commodities* (por ejemplo, las empresas que operan en el negocio del *upstream*), por lo que debe tratarse con el cuidado que representa.

Si bien los precios pueden ser estipulados en moneda local, al comercializarse esta mercancía en los mercados internacionales, la variación de la moneda hará que se acentúe la volatilidad. Esta volatilidad podrá reducirse utilizando contratos futuros para fijar el tipo de cambio. En ese caso, también se neutraliza la potencial ganancia por suba de precio.

En la actualidad, resulta mucho más difícil pronosticar la evolución del precio de un *commodity*, como el petróleo crudo, que veinte años atrás. El motivo de esta afirmación es que el crudo se usa en los mercados financieros con fines especulativos. Antes se estimaban las curvas de oferta y demanda para obtener el precio de equilibrio futuro. Hoy debemos agregar otros componentes, como la evolución de la tasa de interés, la debilidad de las monedas de referencia (fundamentalmente el dólar estadounidense), etc. Esto asemeja el *commodity* a un activo financiero,

como puede ser una acción o un bono. De hecho, existen diversos instrumentos financieros basados en la evolución de los *commodities* (por ejemplo, el Exchange-Traded Fund: ETF, en los Estados Unidos). Como ahora hay más variables para considerar, la complejidad es mayor.

Los *commodities* involucran entrega física (con excepción de la electricidad). Por lo tanto, para pronosticar el precio, deberán considerarse las variables de dicha entrega que afectan al comercio en el análisis, tales como calidad de la mercancía, lugar de entrega, transporte, escasez y almacenamiento. Estos conceptos agregan riesgo al precio del *commodity*.

En la actualidad, más que nunca, se precisa el análisis de escenarios para calcular el precio de los *commodities*, para las decisiones de inversión y financiamiento de la empresa. Un precio alto favorecerá las inversiones porque permitirá obtener una tasa de retorno mayor y un repago de la inversión más rápido. Eso también

favorecerá contraer una deuda para financiar los proyectos nuevos debido a que habrá dinero sobrante para cancelar el financiamiento con facilidad.

Conclusiones

Mi objetivo no fue describir en profundidad cada uno de los riesgos que impactan en la industria, sino presentarlos para dar un marco concreto a la reflexión del lector que se desempeña en la industria del petróleo y del gas. Asimismo, intenté proporcionarle elementos para relacionarlos con la desmitificación del riesgo como algo malo para el negocio.

Si enfocamos la gestión de riesgos como una ventaja competitiva, se generará mayor proactividad empresarial. Este hecho, a su vez, producirá mayor innovación tecnológica aplicada a la industria, aumentará la efectividad de la exploración, desencadenará aumentos de reservas y producción, y, por último, creará más

trabajo directo e indirecto. Al mismo tiempo, estaremos contribuyendo a un mundo más confiable, dado que brindaremos una oferta energética más sólida para fomentar el crecimiento económico. ■

Leandro Del Regno es docente de Teoría de la Decisión en la Universidad de Buenos Aires (UBA) y en la Universidad de Belgrano (UB), donde también dicta Dirección General-Habilitación Profesional II. Además, es coautor del libro Teoría de la Decisión, Buenos Aires, Editorial Pearson, 2010.



El futuro es el tiempo de todos.

Respetaré, protegerás, ahorrará, investigaremos, solucionareís y reciclarán. El futuro es el tiempo donde vamos a vivir todos juntos. Y juntos lo vamos a seguir cambiando. Este compromiso nos ayuda a superarnos día a día, fieles a nuestra vocación empresarial de asumir conductas responsables con el entorno y de actuar con eficiencia para optimizar nuestros recursos.

gasNatural
Argentina

www.gasnaturalban.com



Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos "Ingeniero Héctor Giordano"

Mendoza albergó las Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos "Ingeniero Héctor Giordano" donde se expusieron las nuevas tecnologías asociadas a la perforación y a la terminación, reparación y servicio de pozos, enmarcadas en la protección del medio ambiente

Del 20 al 22 de octubre de 2010, se realizaron en Mendoza las Jornadas de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos "Ingeniero Héctor Giordano". El encuentro, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), tuvo su sede en el Salón Vendimia del céntrico Hotel Aconcagua y reunió a cerca de 200 visitantes. Consistió en conferencias magistrales, presentaciones técnicas y mesas redondas a cargo de expertos de todo el país involucrados en la actividad.

Para la inauguración, se contó con la presencia de miembros representativos del área de perforación de las principales empresas que operan en el país y de autoridades provinciales locales y de las provincias vecinas. Del ámbito académico, acudieron a la cita tanto las autoridades universitarias como los alumnos de las carreras afines a la ingeniería.

La apertura estuvo a cargo de José Sanagua, vicepresidente de la Seccional Cuyo del IAPG, quien destacó la importancia de la perforación y la terminación de pozos en la industria petrolera y afirmó que cualquier operación que logre disminuir costos será muy beneficiosa, ya que transformará recursos en reservas.

Por su parte, Wilfredo Núñez, presidente del Comité Organizador de Buenos Aires de estas jornadas, conmemoró al Ing. Héctor Giordano resaltando algunos aspectos de su biografía: Giordano fue un reconocido perforador y miembro de este Instituto durante muchos años, que contribuyó al avance de técnicas de perforación a través de simposios y congresos.

Héctor González Gómez, presidente de la Seccional Comahue del IAPG, habló de la necesidad de mejorar la eficiencia y de un manejo responsable de los costos de la operación.

En representación del Gobierno provincial, concurrió el ministro de Infraestructura, Vivienda y Transporte, Francisco Pérez.

Temas y objetivos

El encuentro hizo hincapié en las nuevas tecnologías asociadas a la perforación, terminación, reparación y al servicio de pozos, enmarcados en la protección del medio ambiente.

Entre otros objetivos, el IAPG buscó crear este ámbito para suscitar el intercambio de experiencias entre los profesionales, además de propiciar la creación de lazos entre ellos.

Los temas tratados fueron el impacto ambiental asociado a las operaciones de rehabilitación y a la perforación, nuevas tecnologías en pozos horizontales, yacimientos maduros, petróleos pesados, completación de pozos en yacimientos de gas compacto (*tight gas*), permisos ambientales y el panorama actual de la perforación en la Cuenca Cuyana.

También se trató la deformación de cañerías por movimientos sísmicos, la cementación elástica –en particular la vinculada con el punto anterior–, los pozos para extracción de potasio, la elección de trépanos en función de los perfiles, el estudio sobre vibraciones, la perforación en aguas profundas, la integridad de pozos, los problemas asociados a pozos con tuberías de revestimiento corroídas o en mal estado, las cementaciones correctivas, las estimulaciones reactivas, el abandono y el posicionamiento de pozos, entre otros temas

Las exposiciones presentaron un alto nivel técnico y pueden descargarse en la página web del IAPG (www.iapg.org.ar). Los que merecieron menciones especiales se irán publicando en estas mismas páginas.

Conclusiones

Hacia el cierre de las jornadas, la Comisión de Perforación presentó sus conclusiones, entre las cuales figuraron:

- Muchos trabajos demostraron que, con el uso de tecnologías existentes o nuevas, han obtenido importantes mejoras. Es posible hacer más pozos con el mismo equipamiento.
- Se vieron sofisticados *softwares* para una mejor selección y operación de trépanos.
- Continúa la curva de aprendizaje de la perforación con tuberías de revestimiento, que ofrece notables mejoras en tiempos de ejecución de pozos.



Victor Casalotti y Gabino Velasco, entre los asistentes

- Fueron interesantes las presentaciones sobre nuevos lodos de perforación, que pueden reemplazar a los lodos con base de aceite.
- También se destacaron las presentaciones sobre nuevas herramientas de medición continua, de bajo costo.
- Impactó la presentación sobre el desafío ambiental que significa la operación de Llanquanelo.
- La nueva generación de equipos automáticos está haciendo un gran cambio en la seguridad y en la eficiencia.
- El proyecto *offshore* Malvinas demostró que es un desafío tecnológico que abre un nuevo horizonte para explorar en el Mar Argentino.
- Y sobre todo fue interesante el tema de los procesos: como varios de los expositores demostraron, son asombrosos los logros obtenidos en la etapa de ejecución si se tuvo el cuidado de poner más recursos en la etapa temprana de planificación, en seguir procesos estrictos y en aplicar el límite técnico.

La Comisión de Perforación vio con agrado la cantidad de jóvenes profesionales que se acercaron tanto para hacer sus presentaciones como para asistir a las de los demás. “Estamos viendo un importante cambio generacional e invitamos a los jóvenes a que se integren en la medida en que puedan a estas iniciativas donde puedan aportar con su juventud y ganas de hacer cosas”, se dijo ante la audiencia.

No faltó espacio para la recreación: en los descansos, se contó con el arte del jovencísimo pianista Julián Ignacio Salcedo, de apenas 14 años, quien ya recibió, en el último tiempo, múltiples premios en Alemania y Austria. Además, se presentó a la reina de la Seccional Cuyo del IAPG: Antonella Frugoni.

El jueves 21 de octubre, se organizó una cena de camaradería en la tradicional Bodega del 900; mientras que, el sábado 23, ya cerradas las jornadas, se realizó una visita a la Refinería Luján de Cuyo de YPF. ■

Informe: María Silvina Eirin

Gentileza foto: Posada Barranca Vistalba

Uso de tapones de composite en completaciones de pozos de gas

Por **Edgardo R. Alfaro**,
Petrobras Argentina SA

El auge del desarrollo de los campos de gas de baja permeabilidad llevó a incorporar innovadoras aplicaciones tecnológicas, herramientas y técnicas convencionales. En este marco, la aplicación de los tapones de composite abre una nueva alternativa en los estilos de completación

*Trabajo seleccionado
por la Comisión de Perforación*

Dado el auge del desarrollo de los campos de gas de baja permeabilidad (*tight gas sand*), se hizo necesaria la implementación de herramientas y técnicas especiales de completación. En estos casos, estas se complementaron con innovadoras aplicaciones tecnológicas y, de este modo, arrojaron resultados muy satisfactorios. La premisa fundamental de la metodología de completación en estos campos es la de “no ahogar el nivel productivo estimulado”. El ahogo o “matado” del nivel productivo supone un daño que, a menudo, es irreversible y genera pérdidas de producción considerables.



En este marco, la aplicación de los tapones de composite abre una nueva alternativa en los estilos de completación. Combinar tapones ciegos con tapones de bola permite optimizar las operaciones manteniendo la premisa del llamado “pozo vivo”. Además, la rotación y la limpieza de ellos es práctica, fácil y rápida con ensambles de rotación convencionales de *coiled tubing* (motor de fondo y fresa de diseño especial) y con la ayuda de fluido nitrificado. En áreas de gas, se ha incrementado el uso de estos tapones, cuya cantidad varía de dos a siete según la complejidad de la operación.

Este trabajo tiene por finalidad presentar el modo de uso, los problemas encontrados, las soluciones aplicadas y el método de limpieza, factores que han posibilitado una importante optimización del tiempo operativo de pozos y producido un gran número de fracturas.

Introducción

El auge del desarrollo de los campos de gas cerrados (*tight gas sand*) generó la investigación de nuevas técnicas aplicables a las completaciones. Las innovaciones tecnológicas unidas a los métodos tradicionales o convencionales se complementaron para dar como resultado nuevos métodos de completación destinados a reservorios que se denominan “multiarenas”.

La búsqueda y revisión de la tecnología de tapones de composite aplicables permitió encontrar un método confiable de completación para evitar o minimizar el problema de ahogar las zonas estimuladas y disminuir el riesgo de daño, teniendo en cuenta la consecuente pérdida de productividad de las capas de gas. Gracias a ellos, fue posible eliminar el uso de tapones recuperables, que, en caso de problemas, derivaban hacia pescas de herramientas muy complejas y pérdida de días operativos, e implicaban altos costos.

Las alternativas técnicas generaron nuevas formas de aplicación de los tapones justamente para el ambiente de pozo productor de gas. Dada la variedad de las opciones y a raíz de diversas situaciones operativas, se debió ajustar la aplicación con distintas combinaciones y alternativas.

El uso de los tapones trajo como consecuencia problemas operativos, que fueron resueltos durante la propia operación. Para minimizar el riesgo de fallas, estas situaciones operativas deben estar perfectamente identificadas antes de usar los tapones.

El análisis de un caso histórico, acompañado de las lecciones aprendidas, muestra la versatilidad del proceso operativo, la facilidad con que se eliminan los tapones internos del pozo para ponerlo en producción y finalmente las conclusiones que permiten usarlos con seguridad en las futuras operaciones.

Tecnología de tapones de composite

La industria petrolera presenta diversos diseños de tapones. Estos pueden dividirse en dos grupos:

- Tapones con pasaje interior, con bola sellante
- Tapones ciegos o sin pasaje interior

Los tapones están contruidos con materiales especiales –plástico, fibras, resinas y cerámica– para rotarlos fácilmente, sin utilizar elementos adicionales. El elemento aislante es una combinación de gomas empaquetadoras de alta resistencia que, al comprimirse durante el proceso de fijación, generan el aislamiento por encima y por debajo del tapón.

Un punto clave del diseño de los tapones consiste en las mordazas de fijación. Estas mordazas están diseñadas con pastillas de cerámica, que se colocan sobre su cuerpo, y con un determinado ángulo para poder “fijarse” en el interior de la tubería de revestimiento (*casing*). Asimismo, el tapón tiene mordazas superiores, en las que las pastillas están orientadas hacia arriba, y una mordaza inferior, en cuyo caso las pastillas están orientadas hacia abajo. La finalidad de esta disposición es que, de esa manera, el tapón quede fijo y luego, cuando se vaya a rotar, la mordaza inferior no permita que el tapón –a medida que rote– se deslice hacia el fondo del pozo.

El fresado es casi completo. Los tapones de composite soportan grandes presiones diferenciales, y el mercado provee una amplia gama de tapones de acuerdo con las necesidades operativas. Los tapones con presiones

diferenciables de 8, 10 ó 12 ksi (1000 psi, 144 lbf/ft²) son de uso común. En el mercado petrolero, existen varios proveedores y el costo no es elevado en relación con otras herramientas, tales como los tapones recuperables. El sistema de fijación es simple y versátil. El tapón puede ser fijado con servicio de *wireline* o de *coiled tubing* utilizando las herramientas de fijación normales para los tapones de uso normal en operaciones de rehabilitación (ver figura 1).

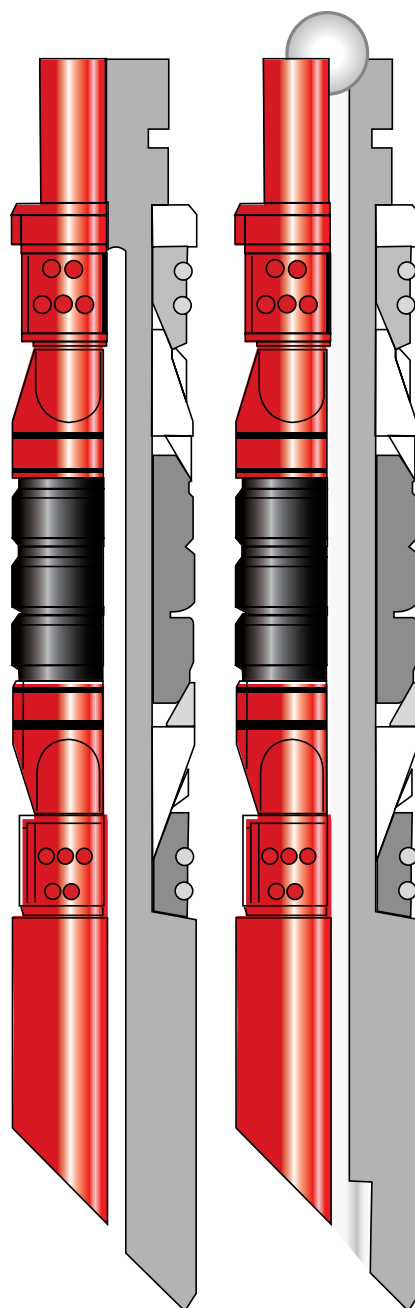


Figura 1

Ambiente de uso de los tapones de composite

La aplicación específica tiene lugar en reservorios de gas con la finalidad de separar operaciones de gas con la finalidad de separar operaciones de estimulación. El modelo de reservorio donde se aplica la tecnología de tapones consiste en un campo de gas que presenta múltiples reservorios arenosos de espesores variables. Cada arena de interés se estimula de manera individual utilizando tecnología de *coiled tubing* y fracturando por espacio anular de caño de *coiled tubing* y *casing*. El proceso general es el siguiente:

- Se baja el *coiled tubing* con una herramienta tipo *jet* para punzar de manera erosiva.
- Se posiciona la herramienta, y se procede a abrir la primera ventana de fractura con *jet* erosivo.
- Se inicia la estimulación hidráulica bombeando el tratamiento de fractura por espacio anular mientras el *coiled tubing* es elevado a una nueva capa para estimular.
- Finalizando la operación de fractura, se procede a construir un tapón de arena (*sand plug*) para aislar la zona siguiente de la primera zona estimulada.
- Se realiza el punzado erosivo en la segunda zona que se estimulará.
- Se inicia la segunda estimulación hidráulica bombeando el tratamiento de fractura por espacio anular mientras el *coiled tubing* es elevado a una nueva capa para estimular.
- Se repite el proceso tantas veces como sea necesario.
- Se realiza el *flowback* para limpiar el fluido de fractura.
- Se procede a bajar con *wireline* el tapón de composite con bola.
- Se continúa la operación hacia arriba hasta completar todas las zonas que se estimularán.

El uso del tapón de composite con pasaje interior y bola permite separar los niveles fracturados (inferiores) de las zonas superiores que deben estimularse: mantiene los niveles inferiores "no ahogados o vivos". La bola que queda situada en el asiento u hombre del tapón evita que los fluidos y las presiones de la zona superior se comuniquen con las zonas inferiores; pero, cuando disminuyen las presiones por encima del tapón, la bola se levanta del asiento y posibilita el pasaje de gas

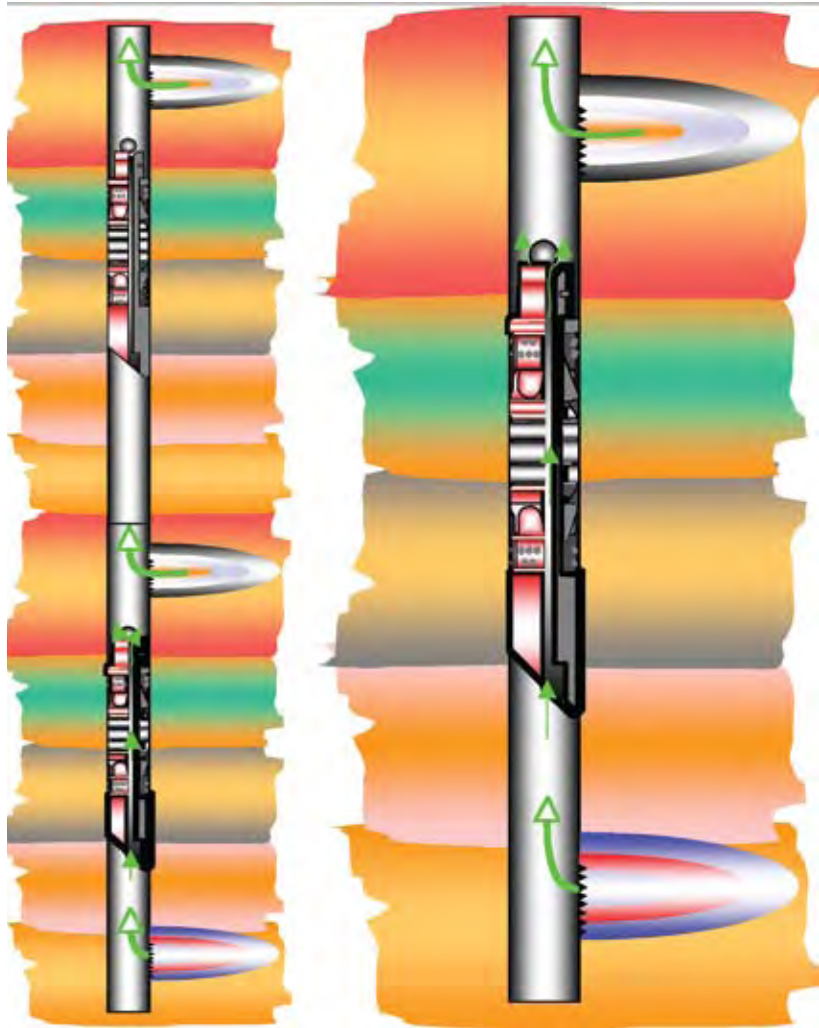


Figura 2

de abajo hacia arriba. Al permitir conducir el gas de las zonas inferiores ya fracturadas hacia las zonas superiores, se facilita el *flowback* de estas. Además, aíslan con seguridad zonas críticas combinando los tapones ciegos (sin pasaje interior), (ver figura 2).

Aplicaciones

Durante las operaciones de pozo, se pudieron utilizar diversas combinaciones de tapones que permitieron optimizar la aplicación. Combinar tapones ciegos con tapones de bola

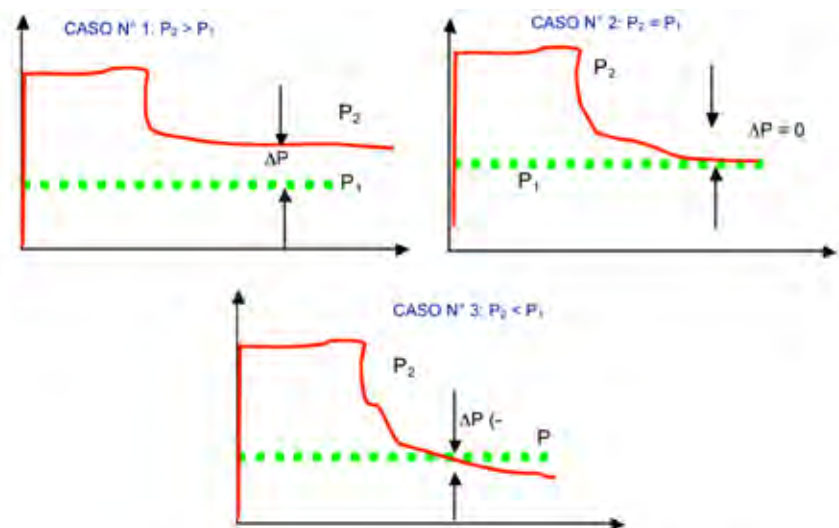


Figura 3



Inauguramos el II Gasoducto Transmagallánico.

Un nuevo gasoducto que une el cabo Espíritu Santo en la provincia de Tierra del Fuego con el cabo Vírgenes en la provincia de Santa Cruz, tendido paralelamente al gasoducto submarino construido en 1978.

- Longitud: 36.620 m
- Diámetro interno: 24"
- Mayor profundidad: 70 m
- Capacidad de transporte de gas por día: 18 MM std. m³
- Máximo plantel: 900 operarios
- 0 accidentes

El Equipo de TGS estuvo presente como Gerenciador del proyecto, supervisando las obras en las distintas fases del tendido y observando todos los aspectos preventivos para el cuidado de la flora y la fauna, permitiendo la convivencia entre el desarrollo de la obra y el respeto del medio ambiente.

Más energía para un país que crece.



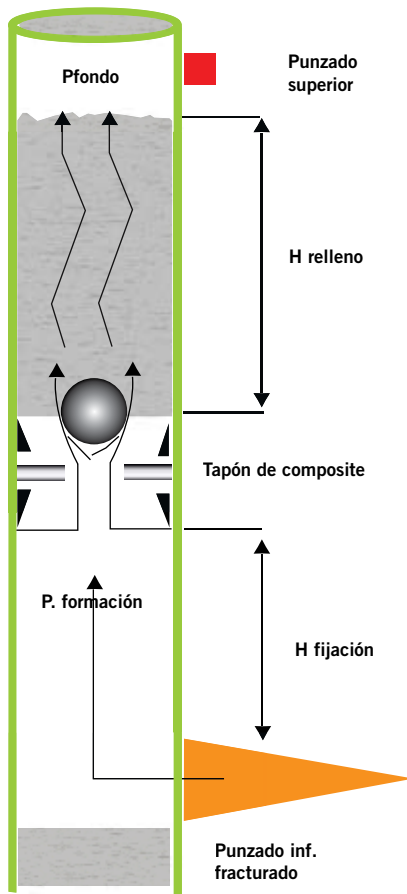
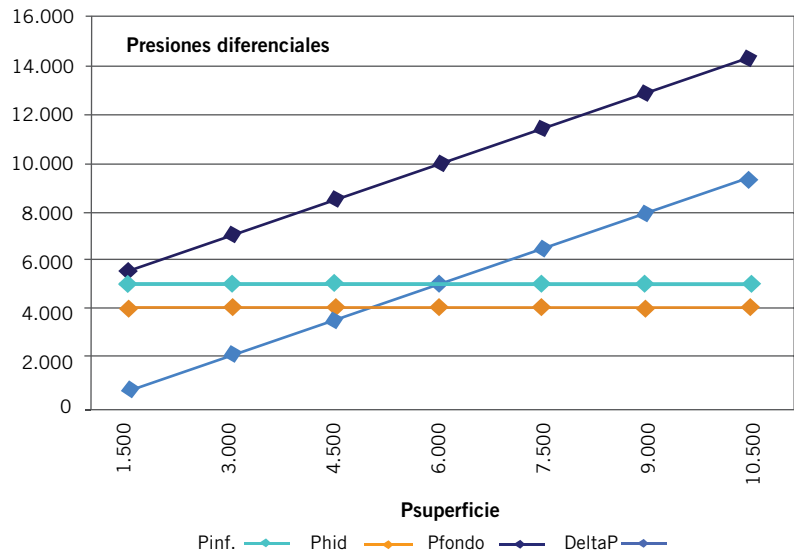


Figura 4

| PDIF_FTCBP | 8000 | psi | Profundidad S.G. | 2800 M 1,01 |
|------------|-------|--------|------------------|-------------|
| Pinf. | PHid | Psup | Pfondo | DeltaP |
| 5.000 | 4.016 | 1.500 | 5.516 | 516 |
| 5.000 | 4.016 | 3.000 | 7.016 | 2.016 |
| 5.000 | 4.016 | 4.500 | 8.516 | 3.516 |
| 5.000 | 4.016 | 6.000 | 10.016 | 5.016 |
| 5.000 | 4.016 | 7.500 | 11.516 | 6.516 |
| 5.000 | 4.016 | 9.000 | 13.016 | 8.016 |
| 5.000 | 4.016 | 10.500 | 14.516 | 9.516 |



ayudó a aislar zonas de menor presión de reservorio de otras zonas de mayor presión. Asimismo, el uso de un tapón ciego para aislar una zona ya estimulada permitió realizar operaciones, tales como bombeos diagnósticos, que posibilitan, analizando la declinación del bombeo realizado, interpretar el comportamiento del reservorio. Este hecho es muy importante para conocer el reservorio, ya que, al colocar un tapón de bola entre zonas, existe el riesgo de que haya comunicación entre ellas una vez que se igualen las presiones por encima y por debajo del tapón.

Otros usos específicos fueron:

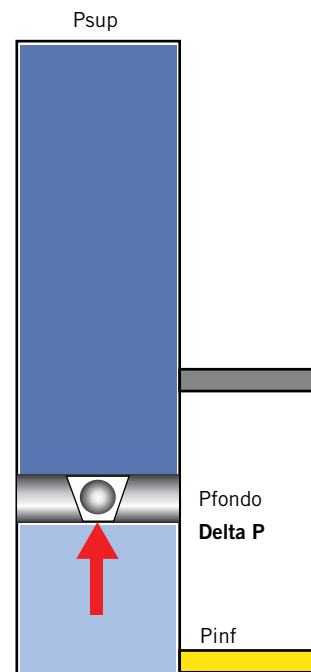
- 1) Marcar el fondo de pozo con el fin de tener un punto fijo conocido de referencia para las operaciones de punzado erosivo con *coiled tubing*.
- 2) Separar zonas productivas estimuladas manteniendo el pozo "vivo".
- 3) Aislar el pozo "vivo" de la superficie para realizar operaciones específicas en boca de pozo, tales como cambios de cabezal de producción.

Problemas operativos encontrados

Durante las operaciones de pozo, se encontraron diversos inconvenientes, solucionados durante la operación misma. A pesar de que la aplicación era correcta, se presentaron problemas que generaron lecciones aprendidas y mejores prácticas.

Los problemas fueron:

- 1) Uso de tapones de bola e imposibilidad de realizar el bombeo diagnóstico
 - a. Una vez realizada la estimulación de una zona y aislada esta con un tapón de bola, se continuaba con la zona superior. Durante esa etapa, la zona inferior acumulaba presión por debajo del tapón, y la presión por encima del tapón era mayor que la inferior. Si en la zona superior se realiza el bombeo diagnóstico, la bola se mantiene en el alojamiento siempre que la presión por encima del tapón



sea superior a la presión por debajo de este. Durante el proceso de declinación de presión, cabe la posibilidad de que las presio-

IsatPhone^{PRO}

La Combinación Ideal en un Teléfono Satelital

- Cobertura mundial
- Teléfono resistente
- Voz de alta calidad
- Batería de larga duración
- Utilización intuitiva
- Conexión segura con la red más fiable de satélites



inmarsat



"Con Tesacom usted está comunicado siempre. Nuestras soluciones le permiten estar conectado de la forma más conveniente con su hogar, oficina y con aquellos que requieran una comunicación inmediata y donde las redes celulares o fijas no están disponibles. Maximice su rentabilidad a través de nuestros servicios de voz, datos y mensajes de texto. Para conocer más sobre nuestros productos y servicios comuníquese con el Centro de Atención a Clientes 7 x 24."

TESACOM
10 años

0-810-3456-SAT(728) – www.tesacom.net – info@tesacom.net
Argentina - Brasil - Chile - Panamá - Paraguay - Perú - Venezuela - Uruguay

| Fecha | De propuesta: De realización: | 07/03/2008 once al 14/03/08 |
|-----------------------------|---|--------------------------------|
| Operación | Rotación de siete tapones Fas Drill | |
| Cliente | Petrobras S.A. | |
| Pozo | RN -XXXX | |
| Locación | Río Neuquén | |
| Tipo de pozo | Gas | |
| BHT | 243° F | |
| Conexión boca de pozo | 41/16" 10000 Psi | |
| Profundidad de tapones FDBP | Primero: | 2598 m - 8524 ft |
| | Segundo: | 2805 m - 9203 ft |
| Profundidad de tapones FDFP | Primero | 3577m - 1176,2 ft |
| | Segundo | 3685m - 12090,5 ft |
| | Tercero | 3834m - 12579,4 ft |
| | Cuarto | 3835m - 12582,6 ft |
| | Quinto | 3872m - 12704,6 ft |
| Casing | 4 1/2" - 13,5 lb/ft- P110 | |
| Equipamiento | Colied Tubing 1,75 in, QT -1000 - BHA Weatherford - Bombeador - Piletas - Centrífuga recirculadora | |

nes por encima y por debajo del tapón no se comunican siempre que la presión de la zona superior sea mayor. Si la presión de la zona superior disminuye por debajo de la presión de la zona inferior, la bola se mueve y comunica las presiones. En este caso, el bombeo diagnóstico pierde validez y no puede utilizarse para los análisis de presiones. La solución se basó en usar tapones ciegos, ya que impiden la comunicación. El resumen de la operación es la siguiente:

zarse para los análisis de presiones. La solución se basó en usar tapones ciegos, ya que impiden la comunicación. El resumen de la operación es la siguiente:

- i. La primera zona fue fracturada y asilada con un tapón de composite con bola.
- ii. Se realizó el bombeo diagnóstico a la zona superior,

que permitió observar declinatoria de presión.

- iii. Durante la declinatoria, se produjo en algún momento una comunicación de presiones que genera una perturbación en el registro de presiones.
- iv. Siendo P_1 la presión poral de la zona inferior y P_2 la presión poral de la zona superior, podemos identificar tres casos: $P_1 < P_2$, $P_1 = P_2$ y $P_1 > P_2$.
- v. La solución fue utilizar el tapón ciego para poder realizar la operación de bombeo diagnóstico.

2) Profundidades de fijación relativas a las zonas muy diferentes



El ensamble de fondo para rotación es el siguiente:

| Descripción | OD (in) | ID (in) | Longitud (m) | Cuello de pesca (in) | Conexión |
|------------------|---------|---------|--------------|----------------------|-----------|
| Tubing Connector | 27/8 | 13/4 | 0,28 | 27/8 | 23/8 Pack |
| Motor Head | 27/8 | - | 0,66 | 27/8 | 23/8 Pack |
| Motor de fondo | 27/8 | - | 3,20 | 27/8 | 23/8 Pack |
| Cuello de pesca | 27/8 | 1 1/8 | 0,10 | 27/8 | 23/8 Pack |
| Fresa | 92 mm | - | 0,36 | - | 23/8 Pack |

| Tramo | Espesor de pared Nom (in) | ID (in) | Longitud Parcial (m) | Longitud Parcial (ft) | Longitud Total Acumulada (ft) | Volumen Interno (bbl/1000ft) | Volumen Interno (bbl/FT) | Volumen Interno (bbl) | Volumen Interno (L) | Volumen Interno (L/m) |
|-------|---------------------------|---------|----------------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| 1 | 0,156 | 1,436 | 112,78 | 370,00 | 112,78 | 2,009 | 0,00201 | 0,7432 | 118,16 | 1,0477 |
| 2 | 0,156 | 1,436 | 323,09 | 1060,00 | 438,86 | 2,009 | 0,00201 | 2,1292 | 338,50 | 1,0477 |
| 3 | 0,156 | 1,438 | 265,18 | 870,00 | 701,04 | 2,009 | 0,00201 | 1,7476 | 277,83 | 1,0477 |
| 4 | 0,156 | 1,438 | 609,60 | 2000,00 | 1310,64 | 2,009 | 0,00201 | 4,0174 | 638,69 | 1,0477 |
| 5 | 0,156 | 1,438 | 295,66 | 970,00 | 1606,30 | 2,009 | 0,00201 | 1,9484 | 309,76 | 1,0477 |
| 6 | 0,156 | 1,438 | 271,27 | 890,00 | 1877,57 | 2,009 | 0,00201 | 1,7877 | 284,22 | 1,0477 |
| 7 | 0,156 | 1,438 | 600,46 | 1970,00 | 2478,02 | 2,009 | 0,00201 | 3,9571 | 329,11 | 1,0477 |
| 8 | 0,156 | 1,438 | 344,42 | 1130,00 | 2822,45 | 2,009 | 0,00201 | 2,2698 | 360,86 | 1,0477 |
| 9 | 0,156-0,175 | 1,419 | 445,01 | 1460,00 | 3267,40 | 1,956 | 0,00196 | 2,8557 | 454,00 | 1,0202 |
| 10 | 0,175 | 1,400 | 252,98 | 830,00 | 3520,44 | 1,904 | 0,00190 | 1,5803 | 251,23 | 0,9931 |
| 11 | 0,175-0,188 | 1,387 | 320,04 | 1050,00 | 3840,48 | 1,896 | 0,00187 | 1,9622 | 311,95 | 0,9747 |
| 12 | 0,188 | 1,374 | 289,56 | 950,00 | 4130,04 | 1,834 | 0,00183 | 1,7422 | 276,97 | 0,9565 |
| 13 | 0,188-0,203 | 1,359 | 231,65 | 760,00 | 4361,69 | 1,794 | 0,00179 | 1,3635 | 216,77 | 0,9358 |
| 14 | 0,203 | 1,344 | 173,74 | 570,00 | 4535,42 | 1,755 | 0,00175 | 1,0002 | 159,01 | 0,9152 |
| 15 | 0,203 | 1,344 | 146,30 | 480,00 | 4381,73 | 1,755 | 0,00175 | 0,8422 | 133,90 | 0,9152 |



Planta productora de metanol y unidades de proceso en la refinería de YPF en Plaza Huincul, Neuquén, Argentina.

Más de 60 años construyendo conocimiento

Desde hace seis décadas generamos y transmitimos conocimiento técnico, profesional y operativo a través de innumerables proyectos en Argentina y en todo el mundo.

La acumulación de conocimiento es el eje clave de nuestro sistema de gestión, para lo que el talento y la capacitación de la gente son motores fundamentales. Actualmente, más de 18 mil personas trabajan en nuestras obras en diferentes países, cumpliendo con los más altos estándares técnicos, de seguridad y de calidad.

La formación continua en el país y en el exterior, el desarrollo permanente de jóvenes profesionales y la utilización de tecnologías de punta son hoy nuestras ventajas competitivas. Son también un importante patrimonio del país.



TECHINT
Ingeniería y Construcción

a. La fijación de los tapones con *wireline* resultó efectiva. Según la situación planteada, utilizar el criterio de fijar el tapón como si fuese un tapón de hierro trajo como consecuencia algunos problemas, como acumulación excesiva de agente de sostén sobre el tapón e imposibilidad de migración de gas de la zona inferior a la zona superior durante el *flowback*. Después del análisis, se estableció como criterio de fijación usar tapones de composite a una distancia de cinco a siete metros por debajo de la zona superior que debía estimularse. Esta medida permitió tener poca cámara y, de esa manera, se acortó la columna de agente de sostén. Como consecuencia, fue posible dirigir el flujo desde la zona inferior y, además, construir el tapón de arena aislante entre zonas de manera más segura. El resumen es el siguiente:

- i. No había un criterio definido sobre cómo seleccionar la profundidad de fijación. Se utilizó el criterio de cementación a presión.
- ii. Se investigaron los siguientes puntos:
 - Posicionamiento cerca del punzado inferior
 - Columna de agente de sostén muy larga. Fluencia de la zona inferior no adecuada.
 - Excesiva cantidad de agente de sostén para limpiar posteriormente
 - Posicionamiento cerca del punzado superior
 - Poco agente de sostén sobre el tapón.
 - Fluencia más efectiva.
 - Poca cantidad de agente de sostén para limpiar.
 - Aumento del riesgo de librado del tapón por expansión del *casing*.
- iii. Criterio utilizado:
 - Fijar el tapón de composite en el cuerpo del *casing* (lejos de las uniones).
 - Distancia: de cinco a siete metros del punzado superior.
 - Prueba de hermeticidad a la máxima presión de operación estimada.

El fluido utilizado durante la rotación de los tapones es el siguiente:

Fluido bombeado durante la rotación

| Fluido | Características | Concentración |
|-----------------------|---------------------------|---------------|
| Polímero | Gelificante | 15 lbs/Mgal |
| Buffer | Buffer | 1 gal/Mgal |
| Surfactante para gas | Agente surfactante | 1 gal/Mgal |
| Inhibidor de arcillas | Estabilizador de arcillas | 1 gal/Mgal |

3) Presiones diferenciales operativas diferentes para el tapón seleccionado

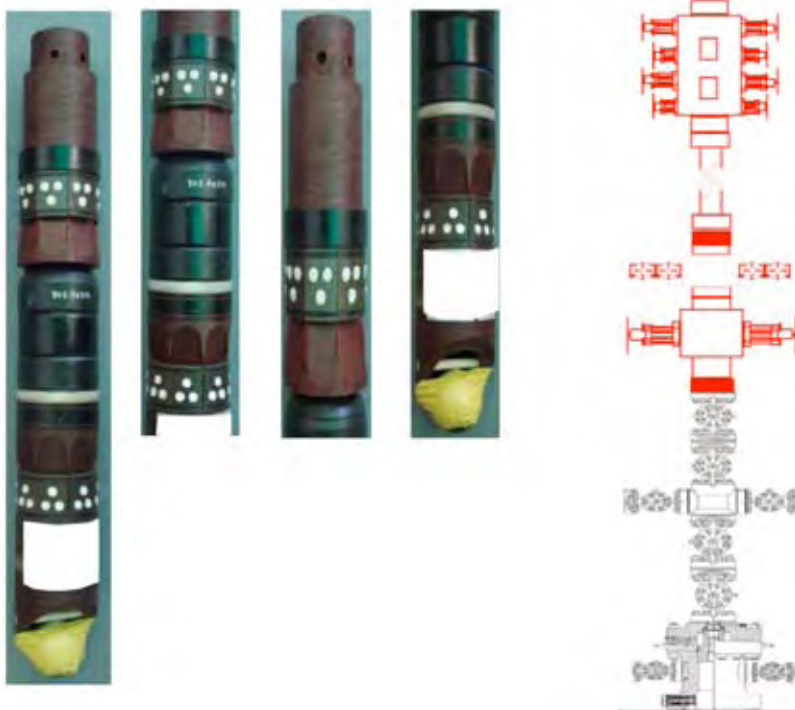
- a. Las presiones diferenciales permiten maximizar el rendimiento del tapón de composite. Para que esto sea así, la presión acumulada en la zona inferior debe permitir operar de manera segura en la zona superior durante los bombeos, o en el caso extremo de un *screen out*. El tapón de 8 kpsi utilizado se consideró suficiente para las operaciones; pero, durante la operación de fractura, este se libró y comunicó las zonas. El análisis posterior permitió identificar que el problema se encontraba en la baja presión de la capa inferior y que no se lograba acumular suficiente presión por debajo del tapón para maximizar la presión diferencial. La solución consistió en utilizar un tapón de mayor presión diferencial, por ejemplo de 12 kpsi, para poder realizar la

operación sin inconvenientes.

Los puntos investigados durante el proyecto fueron:

- i. Selección del tapón de composite.
 - ii. Presión de reservorio menor de la estimada.
 - iii. Presión de operación mayor de la esperada.
 - iv. Presión diferencial operativa cercana a la del tapón.
 - v. Alto riesgo de librado durante la operación de bombeo.
 - vi. Selección del tapón usando una planilla de cálculo.
 - vii. Se debe conocer con la mayor precisión posible la presión de la zona inferior.
- 4) Selección errónea de orificios en superficie durante la rotación del tapón
- a. La rotación del tapón con fresa y *coiled tubing* permitió observar los trozos de la molienda del tapón. Al seleccionar un orificio demasiado pequeño, este se obstruía con los trozos de tapón

Esquema de boca de pozo y tapón de composite





Comprometidos con el desarrollo petrolero de Mendoza y el país.

Asociada a:



CaMESPe
Cámara Mendocina de Empresas
de Servicios Petroleros.



emepa

Servicios Petroleros

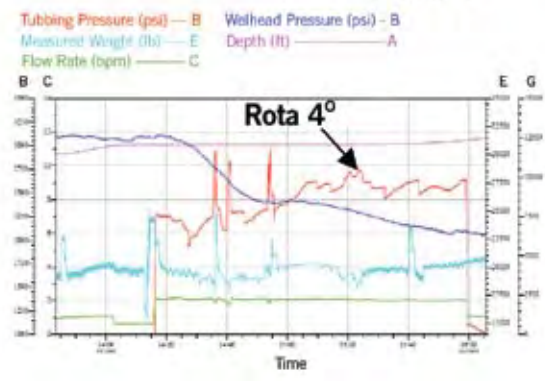
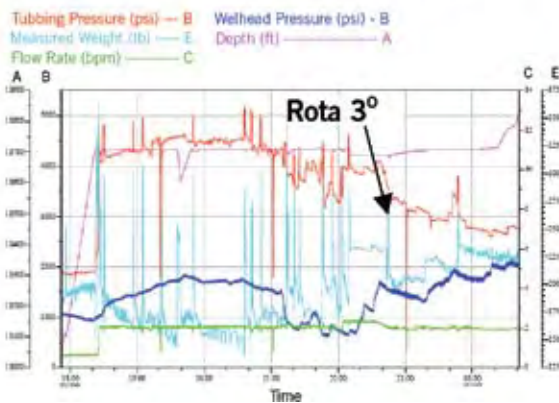
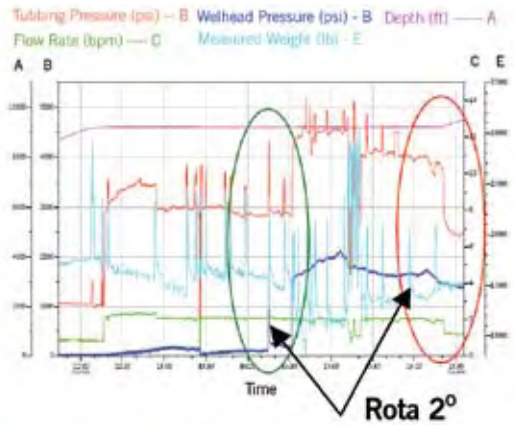
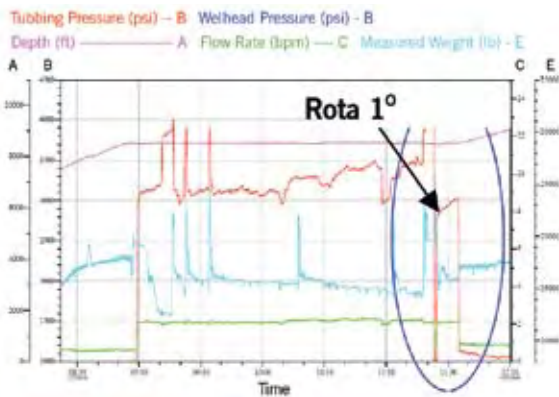
Distribución de los tapones de composite en el pozo

| Pozo | | RN-xxxx | | | |
|--------|--------------|-------------------------------|------------|----------------|--|
| Casing | | 4-1/2" - 13,5 lbs/pie - P-110 | | | |
| | | ID 3,92" - Cupla Tenaris Blue | | | |
| | | Drift 3,795" | | | |
| Tapón | | 2598 m | 8523 pies | CBP | |
| Tapón | | 2805 m | 9202 pies | CBP | |
| E-9 | Corte 14 | 3422 m | 11228 | 5 m / 16 pies | |
| | Corte 13 | 3427 m | 11244 | | |
| E-9 | Corte 12 | 3549,5 m | 11547 | 8 m / 28 pies | |
| | Corte 11 | 3527,5 m | 11574 | | |
| E-7 | Corte 10 | 3549,5 m | 11646 | 6 m / 18 pies | |
| | Corte 9 | 3555 m | 11664 | | |
| Tapón | | 3577 m | 11736 pies | FTCBP | |
| E-6 | Corte 8 | 3607 m | 11835 | 8 m / 27 pies | |
| | Corte 7 | 3615,5 m | 11862 | | |
| E-5 | Corte 6 | 3656,5 m | 11997 | | |
| E-4 | Corte 5 | 3670 m | 12041 | | |
| Tapón | | 3685 m | 12090 pies | FTCBP | |
| E-3 | Corte 4 | 3727 m | 12228 | | |
| E-3 | Corte 3 | 3767 m | 12360 | 14 m / 45 pies | |
| | Corte 2 | 3781 m | 12405 | | |
| E-1 | Corte 1 | 3822 m | 12540 | | |
| Tapón | | 3834 m | 12579 pies | CBP | |
| Tapón | | 3835 m | 12582 pies | CBP | |
| Lajas | Convencional | 3843 m | 12609 | | |
| | Convencional | 3866 m | 12684 | | |
| Tapón | | 3872 | 12704 pies | CBP | |
| Lajas | Convencional | 3882 m | 12737 | | |
| | Convencional | 3898 m | 12789 | | |
| Collar | | 3951 m | 12864 pies | | |



molido. Mientras se buscaba cuáles serían los orificios adecuados, se optimizaron con valores de entre 16 y 20 mm para la rotación y la molienda. Los puntos investigados fueron:

- i. Los tapones de composite se rotan con unidad de *coiled tubing* más motor de fondo y fresa de diseño especial.
- ii. Durante el fresado del tapón, se desprende material de diversos tamaños.
- iii. Los trozos pueden obstruir el orificio de circulación en superficie. Luego, hay cerrar el pozo para limpiar.





170 MW

Construcción, operación y mantenimiento de 9 usinas termoeléctricas, Argentina. Enarsa.



40

Planta de Generación de Energía, El Trapial, Neuquén, Argentina. Chevron-Texaco.



14 MW

Venta, alquiler, O & M de generadores de energía, Neuquén, Argentina. Pluspetrol.



40 MW

Generación de Energía. Macapá [Amapá], Brasil. Eletronorte.



33 MW

Provisión de turbogeneradores a gas, Santa Cruz, Argentina. SPSE [Servicios Públicos Sociedad del Estado].



80 MW

Construcción, operación y mantenimiento de 5 usinas termoeléctricas en los estados de Alagoas y Sergipe, Brasil. CBEE [Comisión Brasileira de Energía Emergencial].



Fabricamos, distribuimos y alquilamos una amplia **variedad de equipos** para la industria, la construcción, los servicios en general y proveemos servicios de **generación de energía** en distintos mercados de Sudamérica.

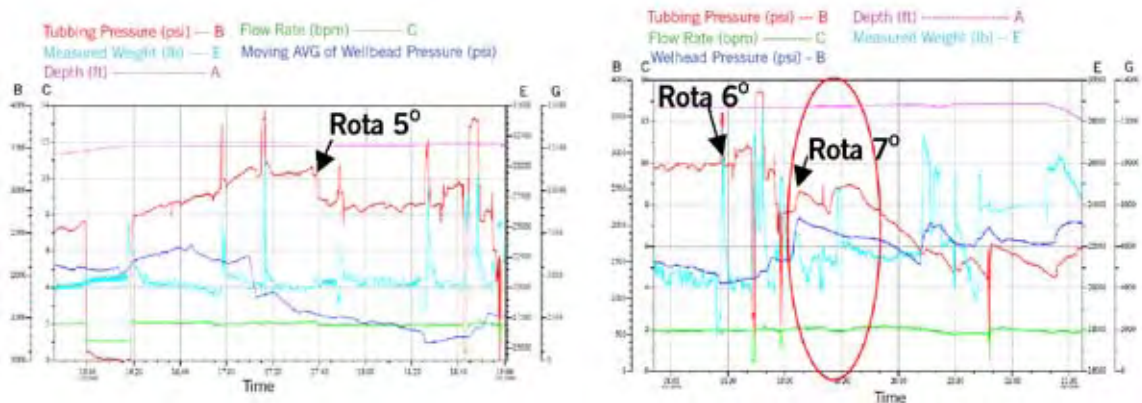
generando



 **SULLAIR ARGENTINA**

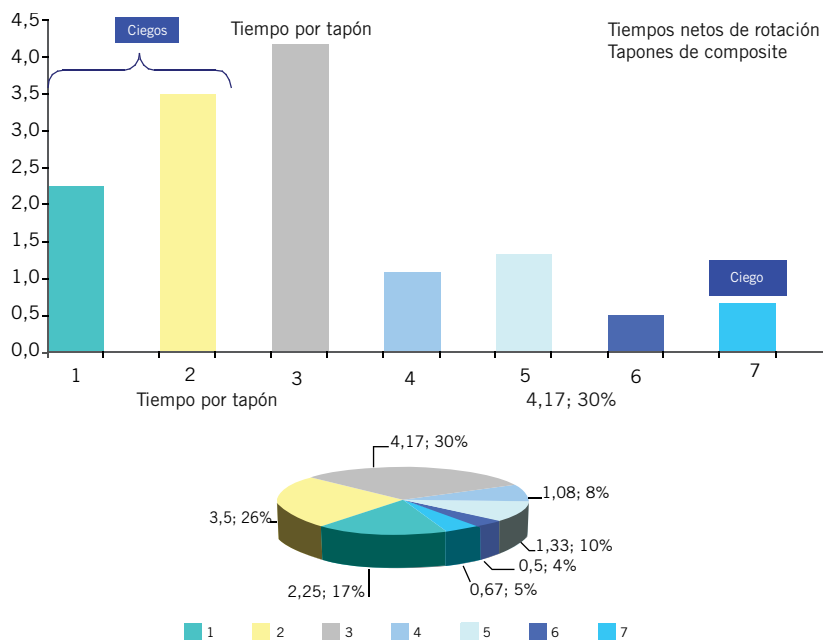
Siempre.

ALQUILER, VENTA Y POSTVENTA [011] 5941 4444 | Gonçalves Dias 1145 | [C1276ACO] Ciudad de Buenos Aires
info@sullair.com.ar | www.sullairargentina.com



| Tapón | Etapas de la operación | Hora | min | h | Observaciones |
|--------------|--------------------------------------|-------|------------|-------------|--|
| 1 | Comienza a rotar el primer tapón | 9:10 | | | |
| | Rompe las mordazas el primer tapón | 11:25 | 135 | 2,25 | Tapón ciego |
| 2 | Comienza a rotar el segundo tapón | 12:20 | | | |
| | Rompe las mordazas el segundo tapón | 15:50 | 210 | 3,5 | Tapón ciego |
| 3 | Comienza a rotar el tercer tapón | 18:30 | | | |
| | Rompe las mordazas el tercer tapón | 22:40 | 250 | 4,17 | Tapón de bola. Se daña el motor de fondo |
| 4 | Comienza a rotar el cuarto tapón | 14:20 | | | |
| | Rompe las mordazas el cuarto tapón | 15:25 | 65 | 1,08 | Tapón de bola. |
| 5 | Comienza a rotar el quinto tapón | 16:20 | | | |
| | Rompe las mordazas el quinto tapón | 17:40 | 80 | 1,33 | Tapón de bola. |
| 6 | Comienza a rotar el sexto tapón | 17:50 | | | |
| | Rompe las mordazas el sexto tapón | 18:20 | 30 | 0,5 | Tapón de bola. |
| 7 | Comienza a rotar el séptimo tapón | 18:30 | | | |
| | Rompe las mordazas el séptimo tapón | 19:10 | 40 | 0,67 | Tapón de bola. |
| Total | Rotación de los siete tapones | | 810 | 13,5 | |

Tiempos netos de rotación insumidos



operativo que se implementó con los tapones (ver página 82).

Conclusiones

A partir de la experiencia, se obtuvieron las siguientes conclusiones:


- Se presenta una herramienta de gran complejidad utilizada para las completación en reservorios de gas cerrados y de múltiples arenas.
- La fijación operativa se facilita utilizando elementos convencionales de *wireline* o *coiled tubing*.
- Permite la operación con pozo "vivo" permanentemente.
- Los tapones son de fácil fresado y se rotan por completo: no queda nada en el pozo.
- Se puede combinar tapones de bola y tapones ciegos.

El autor agradece a la Gerencia de Ingeniería de Pozos de Petrobras Argentina SA por permitir la publicación del presente trabajo y al señor Ramón Olmos de Halliburton por su aporte al proyecto. ■

i. La experiencia operativa mostró que los orificios adecuados oscilan entre 16 y 20 mm para minimizar el riesgo de obstrucción.

Experiencias realizadas

El proyecto se llevó a cabo en un área de la provincia del Neuquén. A continuación, se presenta el esquema



¿Está su negocio en forma para competir?

¿Todos sus recursos están alineados para maximizar sus fortalezas? En momentos en que el margen de error es más pequeño que nunca, las empresas de alto desempeño no solamente deben pensar en superar a su competencia sino accionar por delante de ella. De hecho, la excelencia operativa es uno de los factores más importantes para alcanzar un alto desempeño. Para ver cómo nuestra vasta experiencia e investigación pueden ayudarle a convertir la ejecución en un arma competitiva, visite accenture.com

• Consulting • Technology • Outsourcing

**>
accenture**
High performance. Delivered.



Neuquén celebró la Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010

La Patagonia fue testigo nuevamente de una de sus exposiciones regionales más importantes, que reúne a los profesionales en un marco de actualización técnica, académica y comercial de la actividad de los hidrocarburos

Con rotundo éxito, celebró el IAPG en la ciudad de Neuquén, del 3 al 6 de noviembre último, la exposición de energía más importante de la región: la Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010.

En efecto, miles de visitantes se acercaron cada día hasta el Espacio Duam de exposiciones, ubicado en el acceso al aeropuerto de la ciudad del Neuquén, en busca de contactos y actualizaciones en todo lo referente a la actividad de los hidrocarburos.

Además, una gran cantidad de empresas que operan en el área tuvieron la oportunidad de contactar a otras empresas y proveedores y de ser contactadas por estos. En esta oportunidad, los tres pabellones albergaron al menos a setenta y dos expositores y contaron con tecnología para cada aspecto: exploración, explotación, refinación, distribución, servicios y equipos.

Entre los visitantes, se destacó el propio gobernador provincial, Jorge Sapag, quien señaló la importancia de

la Expo para la región: “permite mostrarse en sociedad a algunos, y a otros ratificar su presencia y hacer negocios”. Tras una detallada visita por entre los *stands*, el mandatario se preocupó por conversar con los principales representantes del sector que visitaban la Expo.

Como prediciendo la intensa actividad del Neuquén en materia de anuncios sobre recursos no convencionales durante las últimas semanas, Sapag reveló que aquel era un momento clave en la provincia del Neuquén y agregó que 2010 quedaría en la memoria como el año en que los neuquinos tomaron conciencia del reservorio de gas que tiene la provincia.

Sapag fue optimista acerca del crecimiento económico que podría tener la provincia. Según respondió a *Petrotecnia*, este año que termina “ha sido un punto de inflexión en la curva de la actividad”, por lo que espera que la actividad petrolera y gasista repunte en la región el año próximo.

Además de Sapag, se contó con la presencia del secretario de la Gestión Pública y Contrataciones, Rodolfo Laffitte, y del subsecretario de Hidrocarburos, Energía y Minería, Héctor Mendiberri. Ellos fueron recibidos por los representantes de la Seccional Comahue del IAPG, Héctor González Gómez (YPF) y Carlos Postai.

Aspecto académico

La Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010 es una de las exhibiciones más renombradas de la actividad en la Argentina. Tiene lugar cada cuatro años y siempre resulta de favorecedor impacto para la región, ya que no solo representa un impulso comercial y tecnológico, sino también académico.

Por un lado, una parte de la muestra brindó una serie de dieciocho charlas temáticas, organizadas por la Seccional Neuquén del IAPG, en dos salas ubicadas en el primer piso del Espacio Duam. Por el otro, el IAPG en su conjunto realizó las prestigiosas Jornadas sobre Recuperación Terciaria. De hecho, durante los primeros tres días de la exposición, el Salón Tromen fue anfitrión del Taller de Recuperación Mejorada del Petróleo (Workshop EOR), que convocó a profesionales de distintas partes del mundo (China, Colombia, Estados Unidos y Francia, entre otros) y cuyas conclusiones se leen en estas mismas páginas.



Este taller, llamado “Mario Leschevich”, recibió a unos 250 profesionales y cumplió con el propósito de generar un ambiente propicio para el intercambio de experiencias. Dichas experiencias, que se vienen realizando tanto en el país como en el mundo, están relacionadas con esta nueva disciplina de recuperación terciaria de hidrocarburos mediante diferentes técnicas: vapor, geles, polímeros, etcétera. A partir de diferentes conferencias, presentaciones y mesas redondas, se invitó a que los asistentes formularan preguntas, quienes también expresaron su punto de vista.

La Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010 resultó un éxito para los organizadores y para los asistentes, a juzgar por la acostumbrada evaluación. Queda para dentro de cuatro años saber cómo evolucionaron las relaciones comerciales aquí establecidas y los adelantos en materia de recuperación mejorada de los hidrocarburos. ■



IBCTM
International Bonded Couriers

International Bonded Couriers

- Courier Internacional y Nacional
- Cargas Aéreas y Marítimas
- Servicio Puerta a Puerta

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)

Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444

email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar



Las conclusiones del Workshop EOR: presente, pasado y futuro del EOR en la Argentina y el mundo

La recuperación terciaria tiene un largo camino por delante, ya que compite con otras alternativas y con la exploración. Pero, lejos de ser una “tecnología de la desesperación”, debe ser pensada como un objetivo

En el marco de la Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010, tuvo lugar el Taller de Recuperación Mejorada del Petróleo (Workshop EOR: sigla de *Enhanced Oil Recovery*). Este consistió en una serie de jornadas en las que los máximos expertos del país deliberaron y pusieron en común sus experiencias con profesionales de otros países.

Durante los primeros tres días de la Expo, al menos 250 participantes asistieron al taller “Mario Leschevich”, quienes actualizaron sus conocimientos sobre el lugar que ocupa actualmente la industria de los hidrocarburos respecto de esta disciplina.

Las conclusiones fueron resumidas en la mesa redonda “Presente, pasado y futuro del EOR en la Argentina y el mundo”, moderada por Jorge Buciak (Capex), de la que también participaron Carlos Gland (YPF) y Raúl Puliti (Pluspetrol). Todos ellos tienen amplia experiencia en el estudio y en la aplicación de la recuperación mejorada del petróleo (EOR).

Se exponen aquí los principales conceptos:

Proyectos piloto y experiencias

Se dice que el EOR es “una tecnología de la desesperación”, no de la promesa, en el sentido de que se acude a ella solo cuando ya no queda nada más por hacer. Pero no es así. Es cierto que, por ahora, mientras haya alternativas de recuperación primaria o secundaria en el mundo, estas tendrán preferencia por sobre el EOR. Y por razones obvias: si las grandes compañías mundiales tienen la opción de perforar *offshore* en lugar de invertir en un proyecto de EOR, se inclinarán por lo primero.

Tomemos como ejemplo el mercado estadounidense: es muy sensible y responde, sin demoras, a las variaciones en el precio y a otras alternativas. El EOR desapareció en 1986 al caer el precio del petróleo y seguramente volverá a prepar por motivos estrictos de alternativas.

Como caso particular, se planteó el desarrollo de la CEOR (*chemical EOR*: recuperación terciaria mejorada química) como la mejor opción de las tecnologías de recuperación terciaria. Se la consideró una promesa fuerte, en especial para la Argentina, debido a la diversidad de proyectos de recuperación secundaria existentes (tomando como referencia el lema de este taller: “Detrás de una recuperación secundaria eficiente, hay una terciaria exitosa”). La CEOR parece ser la promesa más firme sobre todo porque otras alternativas, como la inyección de CO₂, aún no son fáciles de implementar, ya que resulta costoso usar el generado en la actividad industrial. Estos proyectos provenientes de usinas o de plantas de generación son difíciles de implementar. Por su parte, los proyectos térmicos son complejos, y se debe contar con gas disponible.

El debate restante gira en torno a cuáles son las causas por las que la CEOR no pudo despegar en la Argentina. Esa pregunta queda abierta. La Argentina pertenece al club de los que miran hacia adentro de sus fronteras y dicen: “Este es el patrimonio que tenemos”; allí la CEOR cumple una función muy importante. Y, aunque no son sencillas, hay grandes oportunidades de llevar a cabo proyectos en busca de nuevas reservas que permitan ampliar los horizontes.

ASP, SP, microbiología y surfactantes

A la hora de elegir ASP (*Alkaline Surfactant Polymer*) o SP (*Surfactant Polymer Flood*), Upali Weerasooriya, especialista en diseño de surfactantes de la Universidad de Texas que visitó el taller, dijo: “Las emulsiones que vienen con los ASP son fuertes, son duras y difíciles de resolver, pero con dinero todo se resuelve”.

En realidad, el problema del ASP es que el álcali produce unas incrustaciones muy severas difíciles de arreglar, razón por la cual en China varios proyectos piloto de ASP han pasado a SP hasta poder hallar la forma de solucionarlo. Cabe rescatar este punto aquí porque, a veces, se echa la culpa a las emulsiones. En la actualidad, según información reciente, ese tema parece encontrar una solución.

Respecto de las técnicas microbiológicas o de biotecnología (*Microbial Enhanced Oil Recovery*: MEOR), han habido innumerables intentos. Sin embargo, el problema radica en la propagación dentro del reservorio: en general, son mezclas de aeróbicos y anaeróbicos que han tenido dificultad en ser propagadas. El reservorio no tolera el oxígeno, que es atrapado muy fuertemente cerca de los inyectores. Las pruebas de



Raúl Puliti

laboratorio en todo el mundo muestran un incremento de recuperación sobre la recuperación secundaria, que empieza a notarse después de haber pasado una cantidad enorme de volúmenes porales de la solución microbiana. A modo de ejemplo, tras una inyección de dos volúmenes porales, se recupera un 5% incremental sobre el residual de la secundaria. En cuanto a las pruebas en campo, se han observado los tratamientos bacterianos para estimulación de pozos; la ONGC (Oil and Natural Gas Corporation Limited) de la India tiene centenares de ejemplos al respecto. No obstante, en el barrido de reservorios, hay un problema de migración y transferencia a lo largo de centenares de metros entre pozos.

Cuándo es el momento de empezar con el EOR

Dicen que “detrás de una recuperación secundaria eficiente, hay una terciaria exitosa”; no cabe duda de ello, ha sido ampliamente demostrado. Como ejemplo, cabe mencionar los yacimientos de Shell en Texas: la perfecta correlación entre ambas recuperaciones.

Se recomienda hacer una recuperación primaria hasta donde sea prudente, una recuperación secundaria necesaria y una recuperación terciaria que no esté motivada porque no haya más nada que recuperar de la secundaria. Conviene esforzarse primero por optimizar los proyectos de recuperación secundaria para tratar de mejorar los factores de recuperación. Asimismo, el esfuerzo debería estar centrado en reenergizar los grupos operativos y poner énfasis en el monitoreo: a dónde va el agua inyectada y dónde está el petróleo no barrido, y tratar de levantar el rendimiento de la recuperación secundaria. Luego, se debería proceder a la recuperación terciaria en la medida en que los precios y la rentabilidad permitieran avanzar. Cada una de estas tecnologías de EOR trae, a futuro, nuevas complicaciones que deben resolverse. Por esa razón, es de suma importancia comenzar con pruebas piloto de distintos métodos de EOR lo antes posible.



Jorge Buciak

Conclusiones

Una de las conclusiones más importantes es que, a la hora de concebir los proyectos de EOR, deben ser imaginados como “proyectos de exploración”. Hay que aprender a tratar los proyectos piloto de EOR del mismo modo porque, si el resultado es exitoso, se abrirán nuevos yacimientos y se ampliarán las reservas en forma significativa.

Se debe concentrar el esfuerzo en proyectos “masificables”, es decir, proyectos piloto que, de ser exitosos, puedan extrapolarse al resto del área. Para darle fuerza a los proyectos, antes de hacer el proyecto piloto, hay que visualizar el recurso total que se movilizaría si llegara a ser exitoso. Lo que se ganará si se masifica la cantidad de pozos involucrados, recuperaciones, etc.

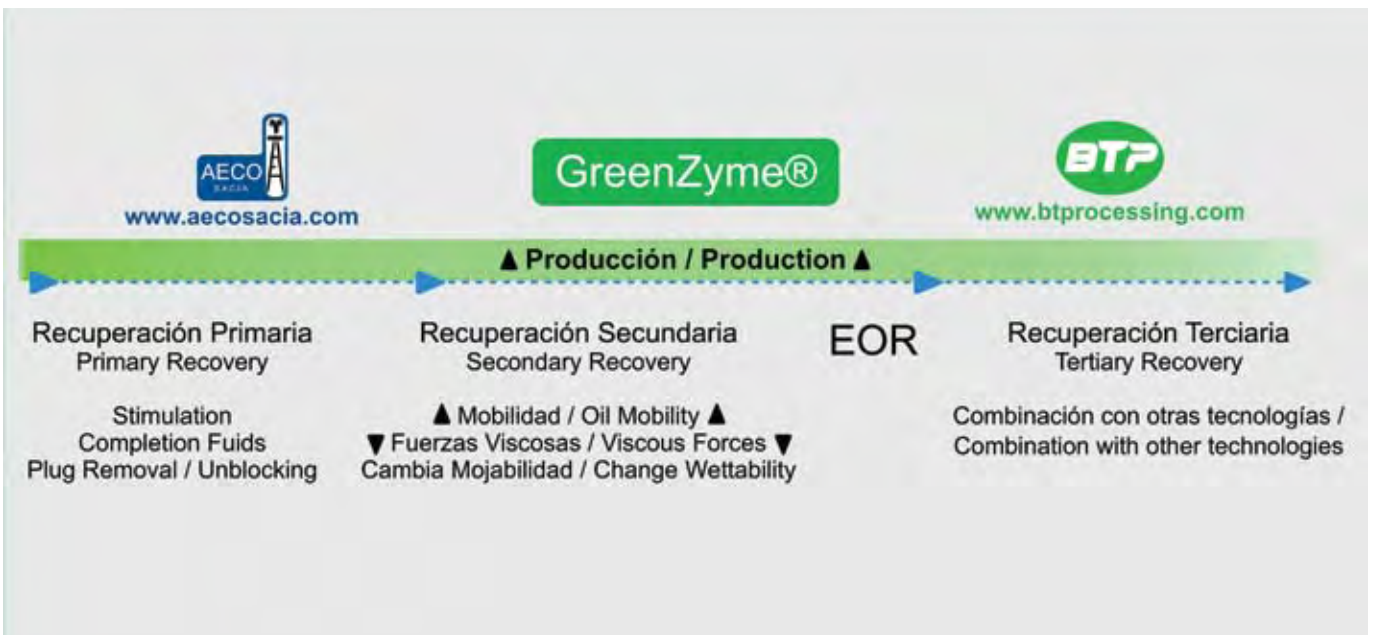
En cuanto a la inyección de productos químicos, una enseñanza aprendida fue que no se puede hablar de factor de recuperación en un proyecto de EOR si primero no se

hace referencia a qué viscosidad se inyectará el agua y a qué relación de movilidad se trabajará. “El incremento de producción es directamente proporcional al aumento de la viscosidad del agua de inyección”.

Respecto de la hidratación de los polímeros, se ha discutido sobre si el polímero debe estar bien hidratado al entrar en el pozo o si puede entrar disperso. La conclusión es que debería estar hidratado; de lo contrario, la materia activa quedará en las inmediaciones del pozo y no se obtendrá un tratamiento de polímeros ni de geles exitoso.

La calidad del agua merece una conclusión aparte. Estamos de acuerdo con las exposiciones en las que se afirmó la importancia de realizar estudios de prefactibilidad que contemplen todos los requerimientos del proyecto, conformar un grupo de trabajo interdisciplinario, definir los parámetros de la calidad del agua en función de la viscosidad objetivo, prever si la calidad del agua de producción puede alcanzar los parámetros requeridos para la recuperación asistida y planificar las alternativas de corrección (contingencias) para obtener la mayor eficiencia posible. Sin embargo, vale agregar una etapa en la que se debe probar si el proceso de inyección de polímeros funciona o no. La calidad del agua es fundamental; pero, para saber si algo funciona, primero hay que probarlo y después dar paso a su optimización.

Según una conclusión importante, lo ideal es no usar recetas de “garúes”, sino, una vez representado el proceso en el laboratorio y efectuada una simulación, llevarlo al campo. En otras palabras, primero debe utilizarse la simulación para realizar el análisis conceptual del proceso, así como el resto de herramientas disponibles. Pero, después, hay que llevarlo al yacimiento, que es el laboratorio final, donde el resultado del proyecto piloto seguramente demostrará que muchas variables no son lo que parecían. Eso no contradice que haya que volver al laboratorio y al simulador. La simulación ayuda a ver las sensibilidades, a jugar con escenarios y a actualizar los modelos permanentemente para acercarnos lo más posible a un pronóstico. Se trata de un ejercicio obligado, pero la experiencia directa en el yacimiento es la única realidad. Entonces: simular y analizar en laboratorio, sí, siempre; pero no quedarse en eso: “experimentemos en el yacimiento”.



Energy Solutions for All

Promoting Cooperation, Innovation and Investment



20TH WORLD
PETROLEUM
CONGRESS
4-8 December 2011
Doha - Qatar

Call for papers is now open.
Visit www.20wpc.com for more information.

Host Sponsor



Platinum Sponsors



Gold Sponsors



Silver Sponsors



Comparativa de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico

Por *Comisión de Transporte y Tratamiento de Gas del IAPG*

Siguiendo con la iniciativa de la Comisión de Transporte y Tratamiento de Gas del IAPG, publicamos aquí los textos relativos de los distintos tipos de combustibles al alcance del uso doméstico. La comisión considera útil ofrecer esta visión comparativa de los precios relativos para evitar que se distorsionen

2010. Comparación de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico (10/2010)

| Combustible | Precios ⁽¹⁾ | | Equivalencia ⁽²⁾ | | Dif. precio s/gas natural (veces) |
|-------------------|------------------------|-------|-----------------------------|-----------|--------------------------------------|
| | Unidad | Monto | u\$/MMBTU | \$/MMkcal | |
| Leña | \$/kg | 0,85 | 18,08 | 283,33 | 3,82 |
| Gasoil | \$/lt | 3,30 | 24,44 | 382,86 | 5,17 |
| Gasoil Premium | \$/lt | 4,20 | 31,10 | 487,28 | 6,58 |
| Nafta Premium | \$/lt | 4,40 | 36,95 | 578,89 | 7,81 |
| Nafta | \$/lt | 3,60 | 30,23 | 473,63 | 6,39 |
| Kerosene | \$/lt | 4,00 | 30,76 | 481,98 | 6,51 |
| GLP Propano | \$/kg | 3,56 | 20,72 | 324,67 | 4,38 |
| GLP Butano | \$/kg | 2,50 | 14,57 | 228,28 | 3,08 |
| Gas natural R1/R2 | \$/m ³ | 0,62 | 4,73 | 74,08 | 1,00 |
| Gas natural R3 | \$/m ³ | 1,11 | 8,41 | 131,78 | 1,78 |
| Electricidad R1 | \$/kWh | 0,10 | 7,79 | 122,09 | 1,65 |
| Electricidad R2 | \$/kWh | 0,13 | 9,98 | 156,34 | 2,11 |
| GNC | \$/m ³ | 1,35 | 10,26 | 160,71 | 2,17 |

Otros combustibles

| | | | | | |
|----------------|-------|------|-------|--------|------|
| Carbón mineral | \$/kg | 1,10 | 10,03 | 157,12 | 2,12 |
| Fueloil | \$/kg | 1,85 | 12,05 | 188,79 | 2,55 |

Notas: Tipo de cambio utilizado US\$1 = \$3,95

(1) Precios promedios en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires a usuario final. Una familia tipo consume aproximadamente 21 MMkcal/año de gas natural.

(2) Equivalencias calóricas respecto del poder calorífico inferior promedio de c/combustible.

2010. Comparación de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico (9/2009-Comisión TTG)

| Combustible | Precios ⁽¹⁾ | | Equivalencia ⁽²⁾ | | Dif. precio s/gas natural (veces) |
|-------------------|------------------------|-------|-----------------------------|-----------|--------------------------------------|
| | Unidad | Monto | u\$/MMBTU | \$/MMkcal | |
| Leña | \$/kg | 0,55 | 12,00 | 183,33 | 2,47 |
| Gasoil | \$/l | 2,60 | 19,75 | 301,65 | 4,07 |
| Gasoil Premium | \$/l | 3,20 | 24,31 | 371,26 | 5,01 |
| Nafta Premium | \$/l | 3,35 | 28,86 | 440,74 | 5,95 |
| Nafta | \$/l | 2,65 | 22,83 | 348,65 | 4,71 |
| Kerosene | \$/l | 3,00 | 23,67 | 361,48 | 4,88 |
| GLP Propano | \$/kg | 3,00 | 17,94 | 273,94 | 3,70 |
| GLP Butano | \$/kg | 2,00 | 11,96 | 182,63 | 2,47 |
| Gas natural R1/R2 | \$/m ³ | 0,62 | 4,85 | 74,08 | 1,00 |
| Gas natural R3 | \$/m ³ | 1,11 | 8,63 | 131,78 | 1,78 |
| Electricidad R1 | \$/kWh | 0,10 | 7,99 | 122,09 | 1,65 |
| Electricidad R2 | \$/kWh | 0,13 | 10,24 | 156,34 | 2,11 |
| GNC | \$/m ³ | 1,15 | 8,96 | 136,91 | 1,85 |

Otros combustibles

| | | | | | |
|----------------|-------|------|------|--------|------|
| Carbón mineral | \$/kg | 0,66 | 6,17 | 94,27 | 1,27 |
| Fueloil | \$/kg | 1,25 | 8,35 | 127,56 | 1,72 |

Notas: Tipo de cambio utilizado US\$1 = \$3,95

(1) Precios promedios en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires a usuario final. Una familia tipo consume aproximadamente 21 MMkcal/año de gas natural.

(2) Equivalencias calóricas respecto del poder calorífico inferior promedio de c/combustible.

2003. Comparación de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico (9/2003-Comisión TTG)

| Combustible | Precios ⁽¹⁾ | | Equivalencia ⁽²⁾ | | Dif. precio s/gas nat. (veces) |
|-------------------|------------------------|-------|-----------------------------|-----------|-----------------------------------|
| | Unidad | Monto | US\$/MMBTU | \$/MMkcal | |
| Carbón vegetal | \$/kg | 0,60 | 7,32 | 85,70 | 3,60 |
| Leña | \$/kg | 0,22 | 6,27 | 73,33 | 3,08 |
| Gasoil | \$/lt | 1,45 | 14,38 | 168,23 | 7,07 |
| Nafta | \$/lt | 1,80 | 20,24 | 236,82 | 9,95 |
| Kerosene | \$/lt | 1,50 | 15,45 | 180,74 | 7,59 |
| Alcohol de quemar | \$/lt | 1,90 | 27,06 | 316,67 | 13,30 |
| GLP | \$/kg | 2,00 | 15,61 | 182,63 | 7,67 |
| Gas natural | \$/m ³ | 0,20 | 2,03 | 23,81 | 1,00 |
| Electricidad | \$/kWh | 0,06 | 5,47 | 63,98 | 2,69 |
| GNC | \$/m ³ | 0,45 | 4,58 | 53,57 | 2,25 |

Otros combustibles

| | | | | | |
|-------------------------|----------|-------|------|-------|------|
| Petróleo ⁽³⁾ | US\$/bbl | 23,40 | 4,20 | 49,09 | 2,06 |
| Fueloil | \$/kg | 0,49 | 4,27 | 50,00 | 2,10 |

Notas: Tipo de cambio utilizado US\$1 = \$2,95

(1) Precios promedios en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires a usuario final (con impuestos). Una familia tipo consume aproximadamente 21 MMkcal/año de gas natural.

(2) Equivalencias calóricas respecto del poder calorífico inferior promedio de c/combustible.

(3) Venta a destilerías, topeada en 28,5 US\$/bbl, menos descuentos.





CONFERENCIA REGIONAL
ARPEL 2011
Desarrollo energético sostenible

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

Ideas · Soluciones · Acciones

Hacia una mayor sinergia regional

La **Conferencia ARPEL** es un foro regional de diálogo del sector petróleo, gas, biocombustibles y otras energías renovables, su cadena de valor y sus grupos de interés, con foco en el desarrollo energético sostenible de América Latina y el Caribe.

Lo invitamos a participar de este ámbito de trabajo e intercambio de opiniones y experiencias, para plantear ideas y soluciones que nos permitan afrontar los desafíos más importantes del sector.

Patrocinan

Confirmados a la fecha:

Platino



Oro



Bronce



Declarado de
interés nacional por:



MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY



MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY



MINISTERIO DE TURISMO Y DEPORTE
REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

www.conferenciaarpel.org

Informes e inscripciones: Tel.: (+598) 2706 9629 o vía mail a inscripcionesconferenciaarpel@arpel.org.uy

Informes de patrocinio: Sra. Amanda Pereira al (+598) 2410 6993 ext. 127 o vía mail a apereira@arpel.org.uy

Petrotecnia hace 50 años



NOTAS DE ACTUALIDAD

serviendo a la industria ...

PARA GANAR LA BATALLA DEL PETRÓLEO

13 de Diciembre

El 13 de Diciembre, fecha en que se festeja
EL DIA DEL PETROLEO

encuentra a la Nación movilizandolos recursos técnicos y económicos para lograr el aprovechamiento integral de su riqueza petrolífera.

Los industriales metalúrgicos fabricantes de materiales petrolíferos adhieren a tan importante acontecimiento y comprometen su firme decisión de cooperar con máxima intensidad en este auspicioso esfuerzo argentino.

El país cuenta con una potente y calificada industria productora de materiales petrolíferos que constituye el complemento necesario para la plenitud de objetivos que se ha trazado en materia de petróleo y sus derivados.

PARA GANAR LA BATALLA DEL PETROLEO

sirviendo a la industria ...



... y el progreso del país, Y.P.F. S.A., Fabricación Industrial Petrográfica Argentina, ha elaborado hasta ahora para Y.P.F. papeleras que en su extensión cubren la distancia que media entre Buenos Aires y Córdoba.

FIFA

ES UNA INDUSTRIA BÁSICA EN LA ECONOMÍA DEL PAÍS

PETROTECHNIA — 111

50 — PETROTECHNIA

... y el progreso del país, Y.P.F. S.A., Fabricación Industrial Petrográfica Argentina, ha elaborado hasta ahora para Y.P.F. papeleras que en su extensión cubren la distancia que media entre Buenos Aires y Córdoba.



El Secretario de Industria y Comercio, Dr. Carlos A. Juan, se reúne con el presidente del I.A.P.

52 — PETROTECHNIA



13 de Diciembre

PETROTECHNIA — 91

Valpack!



- TABLEROS
 - GLOBOS
 - ESCUELA
 - DE RETENCIÓN
 - DE SEGURIDAD
- para PETROLIO, VAPORES, GASES, AGUAS ETC.

SAN JUAN 1284/1270 TEL. 54801 20 BUENOS AIRES

VALPACK S.R.L.

DALMI

SOCIEDAD ARGENTINA PARA LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

1948 CONSTITUIDA EL 25 DE MAYO



... y al progreso del país, Y.P.F. S.A., Fabricación Industrial Petrográfica Argentina, ha elaborado hasta ahora para Y.P.F. papeleras que en su extensión cubren la distancia que media entre Buenos Aires y Córdoba.



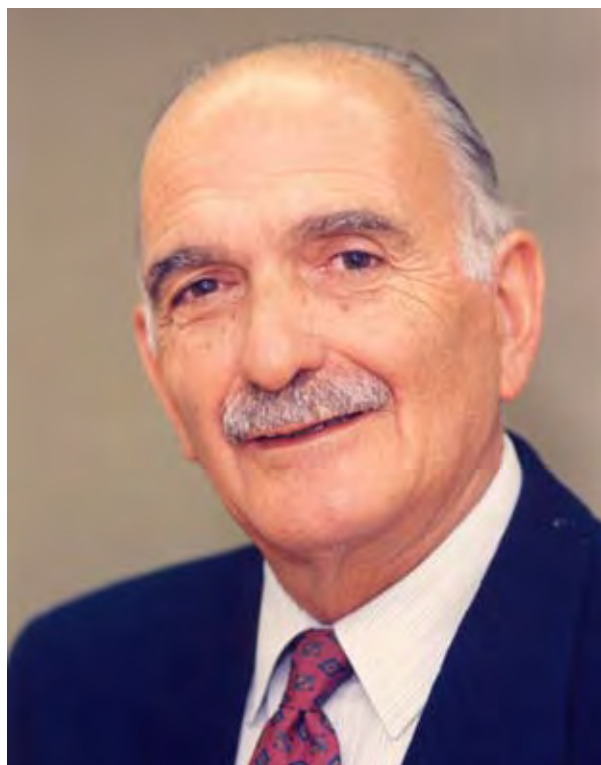
Eduardo Rocchi: El adiós a un visionario

La industria despidió a un profesional destacado y a un hombre íntegro, que tenía ideas adelantadas a su tiempo

A principios de noviembre, la comunidad petrolera recibió la triste noticia de la muerte de Eduardo Jorge Rocchi, quien había presidido este Instituto y era uno de los máximos referentes para el sector de los hidrocarburos.

Rocchi tenía 85 años y peleaba desde hacía mucho contra una dolencia cardíaca que cada tanto le recordaba, implacable, que nadie podía vivir tan desbordante de entusiasmo todo el tiempo. Ciertamente: caminaba más despacio en los últimos meses, pero no por ello la noticia fue mejor recibida y, desde luego, llenó de gran consternación a todos quienes lo quisieron y respetaron.

La letra insensible de su biografía dirá de él muchas cosas: que fue un ingeniero especializado en petróleo y que, por medio siglo, trabajó en empresas como YPF, Bidas SAPIC, Halliburton Argentina y Huinil SA; que pasó buena parte de su vida en los yacimientos del sur,



donde se desempeñó como administrador y titular de varias jefaturas; y que fue el presidente del IAPG que más tiempo permaneció en el cargo.

Pero estas descripciones difícilmente alcancen a reflejar lo que significó Eduardo Rocchi para quienes tuvieron la oportunidad de cruzarlo no solo en el terreno personal, sino también en el profesional. Dueño de una personalidad extraordinaria, combinaba la eficiencia laboral con una sensibilidad fuera de lo común para los asuntos humanos y se expresaba a través de un humor fino y cálido que hacía sentir cómodos a todos. Era, sobre todo, una fuente inagotable de energía, un visionario que llegaba con anticipación a escenarios futuros cuando los signos todavía no estaban tan claros para los demás. Y, una vez que permanecía allí, firme, calculaba las necesidades que surgirían. Para él, nunca había proyectos irrealizables. Simplemente, allí donde la vida lo llevaba, veía el potencial, ordenaba en una matriz los elementos que encontraba, descubría nuevos y sacaba de todo el mejor partido posible con ética y para el mayor bien de la humanidad, según su particular definición de ingeniería.



Eduardo Jorge Rocchi nació el 8 de diciembre de 1924, en Buenos Aires, en el barrio de Belgrano. Obtuvo en 1956 el título de Ingeniero Civil, de la Universidad de Buenos Aires, y luego se especializó en petróleo.

En un mundo paralelo, debería haber ido a parar a Misiones, donde esperaba ingresar a Vialidad Nacional. En cambio, respondió a un providencial llamado de YPF para unirse a los equipos de jóvenes profesionales que impulsarían la renacida actividad de las cuencas de la Patagonia. Y, en 1957, fue enviado mucho más al sur: a Santa Cruz.

Permaneció dieciocho años en YPF y, salvo por los meses que pasó en París becado por *l'Institut du Pétrole Français* (1961-1962), su carrera lo llevó por diferentes yacimientos y localidades del país: Tupungato y Barrancas (Mendoza), Cañadón Seco (Santa Cruz) y Plaza Huincul (Neuquén). A esta última, llegó con el cargo de administrador y cumplió esta misma función en Comodoro Rivadavia antes de regresar a Buenos Aires. En Sede Central, se desempeñó como Director de Transporte y, luego, como Asesor del Gerente General.

En 1974, se alejó de YPF. Tras casi un año en Halliburton Argentina, ingresó en Bidas SAPIC y allí continuó por veinte años, uno de ellos en Turkmenistán.

En 1984, se incorporó al por entonces Instituto Argentino del Petróleo y fue el presidente que más tiempo permaneció en el cargo: catorce años consecutivos.

En 1997, llegó el momento del retiro y dejó Bidas, pero no la actividad en la industria: aceptó la oferta de Huinil SA, que insistió hasta ficharlo como Vicepresidente, y en ello trabajó hasta dos años antes de su deceso, a principios de este noviembre.



Hasta aquí, el inventario de una carrera sin duda brillante, pero no muy distinta de la de otros personajes que han transitado por la industria petrolera argentina con mayor

o menor éxito. La clave de que su partida haya significado tanto reside, evidentemente, en otra parte.

“En lo práctico, lo que mejor hacía era quitar obstáculos —recuerda Héctor Boggi, actual gerente de la División Petróleo de YPF en Comodoro—. Desenredaba las trabas burocráticas, resolvía: todo lo hacía parecer fácil”. Ardua tarea cuando se pertenecía a un gigante en tiempos de su actividad más intensa. “La misión de Rocchi era dar impulso a la planta de tratamiento de gas y desarrollar el yacimiento de El Cóndor y Cerro Redondo en Santa Cruz —rememora Boggi—. Estábamos lejos de todo, y todos saben que la provisión de materiales a tiempo era crucial: él aceitó los mecanismos para que los pagos y entregas estuvieran al día, y todo se hizo a tiempo”. “Sin embargo, lo más notorio era su manejo de los recursos humanos —asegura Boggi—. Cuando se hizo cargo de la administración, nos cambió la vida: traía una visión de los recursos humanos de avanzada”.

“Lo más sorprendente de Eduardo era su estatura humana —asiente Roberto Gazzani, su amigo, discípulo y último jefe en Huinil—. En momentos en que un administrador de yacimiento era más importante que el Gobernador de Provincia local, él sabía ser cercano sin dejar de ser el administrador. Era un líder natural, de ese tipo de hombres que no necesitaban imponer su autoridad porque la obtenía sin buscarlo... De los que no se sentía superior a nadie, pero todos querían trabajar bajo su mando”. En efecto, apenas llegaba a un destino nuevo, Eduardo Rocchi se preocupaba por conocer a todos y saber qué necesitaban. “Su oficina estaba siempre abierta, se hacía tiempo para visitar las plantas de producción, los pozos... —agrega Boggi—. Comprendió enseguida que, a veces, con un poco de atención y mejoras pequeñas, simplemente la gente trabajaba mejor”.

Un claro ejemplo es la prioridad que dio a necesidades básicas como la ampliación del Hospital de Plaza Huincul o el formidable impulso a la Escuela Diferencial Mi Mañana





de ese mismo yacimiento, que, de tener seis alumnos y funcionar en una salita a su llegada, pasó a ser una escuela provincial que tenía cientos de alumnos y talleres con salida laboral.

Incluso en términos de descanso, Rocchi se adelantó: es probable que generaciones enteras de huinculenses ignoren que pudieron acceder al prohibitivo San Martín de los Andes gracias a él y a su tenacidad para desarrollar el club YPF junto al río Pochahullo cuando el turismo en la región apenas despegaba, o al albergue de Arroyito.

También instauró reuniones en su propia casa, donde los jefes de división y otros mandos medios eran los encargados de amasar y servir tallarines. “Podía parecer una frivolidad, pero era una manera de unir y distender a un grupo humano que vivía en un pueblo pequeño, que trabajaba en condiciones a veces adversas —explica Boggi—. Hoy, en las empresas, las prácticas grupales fuera de oficina se llaman ‘jornadas de integración’; pero, en esa época, era muy novedoso”.

Rocchi demostró también ese singular carisma ante las crisis. Durante el recordado incendio del pozo petrolero Cóndor 10, en diciembre de 1971, fue capaz de coordinar el operativo de extinción que llevó casi un mes y, al mismo tiempo, de hacer marchar la actividad del yacimiento y dedicarse a planificar, apelando a su buen humor, un pequeño tráiler que funcionaba como obrador, bar y *toilette* a un tiempo durante el operativo, un futuro club social en El Calafate. Que el tráiler perteneciera a otra división y que esta lo reclamara durante años, o que la broma trascendería la latitud del Paralelo 40, era otro tema: lo importante era que, en El Calafate, no había nada similar para dar un momento de relax a la gente, y él se lo dio. Ese tipo de cosas bosquejaba Rocchi en medio de la nada, a ochenta kilómetros de Río Gallegos, para no hundirse en las preocupaciones mientras el fuego seguía enrojando el horizonte.

Un adelantado en el IAPG

La memoria de quienes lo conocieron retendrá seguramente que, en 1983, Eduardo Rocchi sufrió la primera advertencia de su enfermedad cardíaca y que, aun así, lejos de reconsiderar su ritmo de trabajo

en Bidas, aceptó además la presidencia del por entonces IAP.

Arribó en 1984, en medio de cambios importantes para la economía —y la política— del país y de la industria. Y desplegó todas sus facultades de visionario hasta tal punto que sus frutos constituyen prácticamente la base de la actividad actual del Instituto.

Eran épocas primero del Plan Houston y, poco después, de la Ley de Reforma del Estado. Quizás a otro le habría bastado con que el IAP se hubiera mantenido a flote mientras el país y el régimen petrolero nacional atravesaban tan especial situación, pero Eduardo Rocchi no era capaz de mirar el tablero sin adelantarse varias jugadas.

E inició la etapa de mayores cambios hacia adentro y hacia fuera del Instituto calculando una expansión que, por entonces, nadie se imaginaba. Su primer paso fue transformar el IAP en protagonista del cambio al asistir a la Secretaría de Energía para la elaboración, a través de los ministerios pertinentes, del marco legal para el cambio. El Instituto también propició el diálogo entre todos los actores, privados y gubernamentales, con el respaldo del prestigio que ostentaba desde su creación.

Primero fue la privatización de YPF; después, la de Gas del Estado. Era el momento indicado para buscar el acercamiento de la actividad gasífera al IAP, que desde 1996 pasó a llamarse IAPG. “Con muchísimo esfuerzo”, reconocía el propio Rocchi. Pero, como indica su lema favorito, aún enmarcado sobre su escritorio: “El pesimismo es obra del humor; el optimismo, de la voluntad”.

También supo entender la importancia del cuidado del medio ambiente y de la relación de la empresa con la comunidad en épocas en que la industria tenía escasa conciencia de ello y en que se produjeron graves daños ecológicos que intentan subsanarse hoy. Entre otras medidas, Rocchi promovió la creación de las Olimpiadas sobre Preservación del Ambiente para transmitir ese concepto a los alumnos de las escuelas; las Olimpiadas cumplen este año la decimosexta edición.





Y cabe mencionar un dato que no es menor: durante su gestión, adquirió parte de la sede que el Instituto tiene en la calle Maipú 639, recinto por excelencia donde se recibe a quienes visitan el Instituto para capacitarse o para consultar material de la biblioteca más completa de la industria en el país, que él contribuyó a nutrir.

Pero, sin duda, una de las mejores ideas que tuvo Eduardo Rocchi se relaciona con su pasión por registrar y sistematizar rigurosamente el conocimiento. Por un lado, impulsó los Digestos sobre leyes relativas al petróleo, al gas y al medio ambiente, que hoy son requeridos desde todos los puntos del país. Por el otro, entendió que, en la Argentina, había un absoluto vacío de estadísticas completas y actualizadas sobre las diferentes áreas de la actividad de hidrocarburos, que ni siquiera era satisfecha por la Secretaría de Energía. Creó entonces el Departamento de Estadísticas y, tras pedir a los altos mandos de cada empresa y a los oficia-

les del organismo estatal que le facilitaran la información, hizo acumular y ordenar datos por provincias, yacimientos, operadores, productos, exportación, importación, etcétera.

Con esos y más datos, el IAPG elabora hoy el Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG), que comprende toda la información sobre el *upstream* y el *downstream*: producción, reservas importación, ventas totales y datos históricos anuales y mensuales. También pensó en crear, por separado de la revista *Petrotecnica*, el Suplemento estadístico y convertirlo en coleccionable para un mejor uso de consulta.

Y, como si su expansión al gas y a otras empresas dentro del país no fuera suficiente, Eduardo Rocchi aún tuvo imaginación para proyectar el IAPG como actor internacional. En 1991, logró ubicar a la Argentina en el tablero de los países anfitriones del Congreso Mundial del Petróleo. Más tarde, junto a su lugarteniente, el recordado director general del Instituto Roberto Cunningham, trazó un periplo que merecería otro capítulo, en el cual recorrieron varios puntos del mundo inscribiendo al Instituto en los principales encuentros internacionales de la industria. Hacia 2008, el IAPG ya fue de manera natural el organizador del 24.º Congreso Mundial del Gas.

Un renacentista

Y, si es difícil trazar la semblanza del ingeniero de las ideas, más complejo es describir a un hombre tan apasionado por vivir, que sólo lamentaba no tener más tiempo para cumplir con todo.

“Su corazón no fue impedimento suficiente para vivir a fondo”, asegura su esposa, Lía. Poco antes del desenlace, habían asistido a una fiesta donde Eduardo le entregó el bastón para animarse a unos pasos de baile. Durante los años de campo, no era raro verlo alejarse en busca de puntas de flechas y amonites sobre los que podía hablar horas, u organizando la próxima partida de pesca.

Un renacentista de los que abarcaban muchas disciplinas, y todas las practicaba con solvencia. Era melómano empedernido al que las temporadas de lírica locales nunca tuvie-

CAMIN CARGO CONTROL ARGENTINA S.A.

**Primer Organismo Argentino de Inspección
Acreditado bajo ISO 17020**

CARGO SURVEY – LOSS CONTROL – MARINE CONSULTATION
INSPECTION SERVICES – PETROLEUM TESTING – INVENTORY ACCOUNTING

Tel.: (54 11) 5273-2494 / 95 / 96 – Fax: (54 11) 5273-2497
www.camincargo.com

ron que extrañarlo en sus plateas y que se refugiaba en su casa de La Lucila para disfrutar de una buena pieza de Duke Ellington, Coleman Hawkins o de Fletcher Henderson.

En su biblioteca abundaba la literatura sobre la Primera y la Segunda Guerra Mundial y no faltaban libros de política argentina actual, policiales negros o el ensayo sobre la desobediencia civil, de Henry Thoreau. Nunca tenía menos de cinco libros empezados y, aunque prefería la prosa, arriba de todos yacían siempre los poemas místicos de San Juan de la Cruz.

Además, leía vorazmente la prensa local y extranjera. Sabía cómo estaba la economía de los Estados Unidos y aquí, en la Argentina, en qué manos estaba cada concesión. “Estaba muy al tanto de quién explotaba cada área”, asegura Boggi. Sin ir más lejos, en los últimos tiempos, estaba pendiente de la explotación de urea en Tierra del Fuego y, como miembro de la Comisión de Publicaciones, advirtió a *Petrotecnia* que permaneciera atenta al tema.

Menos de una semana antes de su muerte, él mismo se definió ante quien esto escribe: “A lo largo de toda mi vida, yo sólo he intentado ser un ingeniero”. Un pensamiento aparentemente simple, pero el brillo de sus ojos negros avisaba que había más. Explicó que, para él, un ingeniero “no es el que aplica la ciencia y la tecnología... para convertir materias primas en productos o construcciones más útiles... o de mayor valor para beneficio de la humanidad” ni el que —se quejó— “busca el máximo beneficio, al mínimo costo, como los economistas”. Dijo esto último con ademán casi despectivo. “Hay que prestar atención a la etimología”, reveló. “*Ingeniero* comparte origen con *ingenio*: proviene de *geno*: ‘origen, engendrar, naturaleza, stirpe...’ y también ‘apetito, inteligencia e inspiración para inventar’”. Y llegó al punto de la explicación: “Ingeniero no es el que exhibe cuántos libros y fórmulas leyó, sino que aún es capaz de seguir aprendiendo toda su vida de lo diferente a él, porque ese es su mandato”.

Sólo se lamentaba de que las herramientas con que hoy cuenta la industria no hubieran existido en su época. Rocchi abrigaba la idea desarrollista de que, para prosperar, un país necesitaba de un alto grado de comunión entre la tecnología y el deseo de superación de sus habitantes. Deploró las calamidades que arrastró el siglo xx, pero tenía plena esperanza en el tercer milenio. “La Argentina saldrá, no sin esfuerzo y voluntad, de sus problemas actuales”, dijo en estas mismas páginas.

Su tono era calmado y mesurado, y era capaz del mismo



respeto para con un gerente que para con un técnico recién llegado. Aun así, nunca dejó de expresar su parecer, como a muchos habrá demostrado en algún almuerzo del Día del Petróleo.

El IAPG despide a un hombre eminentemente bueno, cálido, práctico y sin doblez. Despide también a un esposo que sentía devoción por su mujer y por sus tres hijas. Con Lía Miró, su compañera incondicional, había cumplido las Bodas de oro hacía apenas un año.

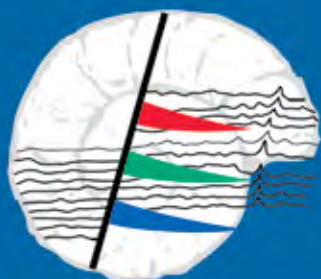
Se conocieron en 1958, en la antigua playa de Olivos: la pelota playera del joven de fino bigote tuvo la buena puntería de ir a dar con los pies de la chica más atractiva de la playa. Providencial, si se tiene que la playa estaba vacía. Lía era entrerriana y tenía otros planes para su vida; pero, como siempre, los de Rocchi iban mucho más lejos. Un año más tarde, se casaron y embarcaron al sur. Tuvieron tres hijas: Julieta, Silvana y Daniela. Rocchi siempre estuvo cerca para infundirles su profundo amor por el país y aconsejarlas sobre sus carreras. Fue menos exigente con sus siete nietos —Gregorio, Ignacio, Candela, Lucas, Margarita, Julia y Amalia—, quienes lo echarán de menos en sus juegos.

Eduardo Rocchi tuvo una vida plena, asegura su esposa, “porque era feliz con lo que tenía: amó profundamente su profesión y dejó que esta lo atrapara”. Además, estaba convencido de que “una vida exitosa no es la más llena de logros, sino llena de sentido”, agrega.

En tanto, Roberto Gazzani no se resigna. “Creí que el viejo era inmortal”, se lamentó. Sus compañeros lo extrañarán en las tertulias. “Su mayor valor fue ser bueno y honesto —asegura el geólogo Enrique Mainardi, colega y amigo durante décadas—. Un ejemplo para todos lo que hemos elegido esta industria, la más importante del país, como forma de vida”.

Ajedrez

No era raro ver a Eduardo Rocchi sentado, reflexivo, ante un tablero de ajedrez. A veces, se le animaba algún colega. Otras, un familiar. Esta práctica continuó hasta no hace mucho, cuando descubrió los torneos de ajedrez por Internet. Así fue que llegó orgullosamente a la final de un campeonato, según relata Roberto Gazzani. Y, cuando se presentó, contento ante su contrincante virtual, se enteró de que este tenía doce años y aún iba a la escuela primaria. “No importa, ningún enemigo es pequeño”, reconoció Rocchi con su proverbial buen humor.



VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

8 al 12 de noviembre de 2011 - Mar del Plata



Sheraton Mar del Plata Hotel

Movilizar los Recursos

PETRÓLEOS PESADOS

CBM

SHALE OIL

TIGHT GAS

SHALE GAS

HIDRATOS

EXPLORACION DE FRONTERA

organiza



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

auspician



Informes:

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



César Villagra: un pionero de la seguridad en el país del viento

Este humilde terminador de pozos sentó las bases del compromiso hacia la vida y el cuidado de las herramientas en tiempos en que aún no era lo usual; su ejemplo hizo escuela en la Cuenca Neuquina

El por entonces vicepresidente de Operaciones de Pride International Inc. para América latina se hallaba en su oficina de la zona de Uptown de Houston, Texas cuando le acercaron la lista anual de candidatos anuales al premio de la seguridad. La leyó por pura formalidad, porque estaba casi seguro del contenido. Y, sí, allí figuraba otra vez el mismo equipo de perforación: el PI 258, comandado por César Villagra. Por enésima vez, el saldo de accidentes era cero. Insólito.

Comprendió que esta vez tenía que tomarse el avión para ir a entregar el premio personalmente: era hora de conocer al personaje, de estrecharle la mano y de escuchar lo que quisiera enseñarle. Pero, cuando el rubicundo texano llegó a Neuquén, donde el viento puede alcanzar ráfagas de 90 km/h en un día malo –y en alguno bueno, también–, le presentaron a un hombre callado y tan sencillo y tímido que difícilmente tuviera en mente darle consejo alguno. Fue precisamente esta personalidad,

silenciosa pero firme, de César Villagra la que impulsó a muchos de quienes trabajaron con él a insistir en que su historia fuera reconocida en estas páginas, donde se homenajea no solo la trayectoria, sino también al hombre.

La carrera de Villagra no contiene algunas de las etapas usuales en las historias de vida aquí plasmadas: ni becas en el exterior, ni gerencias, ni escritorios enormes, ni el paso por destinos exóticos. Se parece más bien a la de tantos hombres del petróleo argentino, esos que, con esfuerzo y cursos extras, compensan el colegio secundario que nunca llegaron a cursar con una rara virtud: la de la intuición. Y que, merced a ello, conocen su oficio como nadie.

César Villagra es considerado uno de los jefes de equipo más renombrados de la Cuenca Neuquina por su rigor inexorable en temas de seguridad. En once años seguidos, su equipo no padeció un solo accidente. Tal es así que, cuando en 2009 debió retirarse sin aún haber cumplido los sesenta, todos clamaron que se quedara.

Desde las manzanas

Nació en General Roca hace cincuenta y ocho años en una familia dedicada al cultivo de la manzana. Recuerda una infancia pacífica en aquellos terrenos cuadrados, protegidos por empalizadas vivas de álamos, que en las noches de verano tenían hojas de terciopelo.

Gente de trabajo, desde pequeño tuvo que ayudar, junto con sus seis hermanos, en la chacra que la familia aún tiene entre Allen y Guerrico. Por ese entonces, su padre emparejaba el suelo a caballo, y César era capaz de determinar la calidad de una *red delicious* a partir de los puntitos blancos concentrados en la parte superior de la fruta o de los cinco nudillos de la parte inferior. Cinco, y ni uno menos.

Sin embargo, había más para él en otra parte, y así lo sintió cuando se acercó, en 1983, a la por entonces Dresser para aprender el trabajo del pozo en Rincón de los Sauces, Neuquén. No tardó mucho en darse cuenta de que su vocación giraba alrededor del petróleo.

César aprendió prestando atención a los *terminators*, o terminadores de pozos de gas en la jerga. A la semana, manejaba la llave hidráulica, y ya no se detuvo. Se convirtió en un “viejo de pozo” hecho y derecho en poco tiempo. Comenzó en ese vértigo de pasar treinta o cuarenta días en el pozo, porque aún no se había instituido aquello de veintiocho días por siete ni ninguna versión similar. “Nos íbamos cuando llegaba el relevo”, explica, y se encoge de hombros. “Y, si no, no nos íbamos”.

Pero lo que gusta no pesa. En Cutral Có, donde se hallaba la base de la Dresser, lo esperaba su familia: María del Carmen, su novia desde la juventud –vecina de la chacra paterna– y sus hijos, Walter y Silvana, que ya le han dado un nieto cada uno. “Los extrañaba, por supuesto, pero estar en el pozo era un segundo hogar”.

Pronto los jefes de equipo notaron que tenían entre ellos a alguien que aprendía rápido con un sorprendente sentido de la responsabilidad. Entendió lo que significaba la seguridad sin que nadie se lo explicara. “Además, por aquella época, el tema no estaba tan instalado: había afiches de advertencia, algunas indicaciones, pero poco más”.

¿Y en qué consistía su toque de Midas? “Partía del

principio que había que mantener a la gente viva, entera; y las herramientas, limpias y sin roturas”. Y los obligaba. Primero, a sus colegas. Y, después, a sus subordinados. No era tarea fácil. “Pocos tenían el tema de la integridad en la cabeza, y era difícil mentalizarlos”, recuerda. Hacerles entender que, si una mordaza caía al pozo, tenían que avisar porque las consecuencias podían ser peores. “Y mucha gente no avisaba –recalca–. Al principio, siempre había que vigilar, después se fueron haciendo a la idea”.

Así fue que, de repente, los demás veían a César, siempre tan tranquilo y bonachón, reprender al operario que transgredía alguna regla, como no usar casco con la excusa de “¡Pero si no pasa nada!”, o incluso impedir el paso a los inspectores que alguna vez intentaron franquear una zona que aún no se había plaqueado. “Simplemente, no los dejaba”, dice; y aunque de afuera no parece, es capaz de un tono duro y exigente.

Tanto aprendió que, cuando en una ocasión el pozo que ensayaban tuvo una surgencia y el fuego se propagó por todas partes, demostró saber más de la espuma que debía apagarlo que los propios bomberos.

La contraparte, según asegura, fue que perdió años de ascensos laborales antes de llegar a jefe de equipo. “No me dejaban ir, tenía superiores que pedían: ‘No me lo saquen’”, recuerda. Todavía no ha resuelto si prefiere sentir nostalgia o contrariedad al respecto. Y enumera su trayectoria: cuatro años como operario de boca de pozo, otro de enganchador, un par de años como maquinista, y hasta retirarse, en 2009, se desempeñó como encargado de turno y jefe de equipo al mismo tiempo. Estas últimas tareas están pensadas para dos personas, pero César se bastaba solo para hacer ambas.



La seguridad, modo de empleo

Desde que César empezó a trabajar hasta hoy, la seguridad ha evolucionado mucho, según aseguran, desde puestos más jerárquicos, quienes han trabajado con él. “El gran cambio ha sido de respetar la mera ‘seguridad dura’, es decir lo básico, lo que pasa por los cascos, uniformes y demás elementos de protección, a profundizar en la ‘seguridad blanda’, que es la actitud, el compromiso hacia el cuidado de la vida y las herramientas”.

No bastaba con saber controlar la dirección del poderoso viento local con el equipo necesario, sino saber dónde plantarse para evitar los gases tóxicos que este podía traer. Quizás ahora parezca impensable no presentar esta actitud; “pero, cuando César comenzó, no la había, y él fue el ejemplo, porque fue el primero en demostrarla: le nació y obligaba a los demás a asumirla”. Porque, más allá de la eficiencia de un equipo de trabajo, “siempre quedaba un margen de accidentes, y de allí no se bajaba”. Nadie se explicaba la razón, y residía en ese compromiso.

“Hoy, en 2010, la matriz de entrenamiento es compleja y muy extensa: el que entra en un equipo ya debe haber pasado cursos de seguridad; después se les dan charlas constantes, entrenamientos, simulacros; y al principio no trabajan, sino que observan”. Una vez que comienzan a trabajar, de todas formas, tienen mentores, que les van indicando y advirtiendo. Eso, insisto, no existía cuando César comenzó; pero lo intuyó, y su ejemplo se puede cuantificar simplemente porque con él cambiaron las estadísticas”.



Los premios

De este modo, el equipo que fue integrando y luego comandando César Villagra, el PI 258, fue logrando objetivos de “cero accidente”. “Excepto un dedo apretado con una cadena el primer año, cuando era boca de pozo, nunca tuve que lamentar ese tipo de problemas”, asegura Villagra.

Tanto su empresa, la San Antonio Pride, como la contratista (Chevron) hacían llegar sus recompensas –los usuales electrodomésticos, bolsos, cuchillos de asado–. Sin embargo, probablemente ni siquiera ellos habían profundizado en la importancia de la obra de Villagra hasta



que su equipo empezó a hacerse acreedor de los Pride International, que recompensan, a nivel mundial, a los empleados que logran completar determinados períodos sin problemas. Los hombres de Villagra lo lograron a los tres años, a los cinco, a los seis... Por eso, a nadie le extrañó que, al cumplirse once años sin incidentes, el propio ejecutivo de Pride tomara el avión para venir a conocerlo a El Trapial.

De esa anécdota queda, además de las fotos y del recuerdo de un generoso asado como solo los “viejos de pozo” saben hacer, una placa. Esta, si todo sigue como hasta ahora, se verá acompañada por muchas otras. Villagra no duda que habrá alguno de sus inefables compañeros y amigos para recibirlo: Víctor Carrizo, Rosario Carcione, Daniel Muñoz, Alejandro Giménez, José Correa, José Pino, Rubén Suárez, Guido Zúñiga, Jorge Sánchez, Alberto Puñi, Hugo Montigel, Hugo Funes, Rodolfo Cirica o Edgard Herrera, entre muchos otros. Eran sus hombres y aprendieron juntos a valorar la vida de los operarios y también sus herramientas.

“Fue muy duro dejar todo eso”, confiesa, al recordar su retiro. Merced al descenso en la producción, César



aceptó esa posibilidad y regresó a la tranquilidad de la chacra familiar de Roca. Allí, la producción nunca se había interrumpido.

Y la manzana aún le gusta, según dice, porque también es fruto de la tierra. "Pero la vida petrolera me gusta más", afirma. ¿Qué parte? "Estar ahí, hacer las cosas bien, siempre aprendía algo nuevo".

Desde Punta Arenas, Chile, una empresa petrolera se ha interesado por él. No le gustaría irse tan lejos. Pero echa de menos la vida del pozo, aun la de aquellas épocas, hace treinta años, en que las casillas eran más frías y los compañeros se turnaban para oficiar de cocineros; aun cuando algunas madrugadas de invierno se levantaba y todo estaba tapado por un manto blanco de nieve.

En los últimos años, todo era más cómodo: su tráiler, ese segundo hogar, una verdadera casa; y la seguridad, por la que tanto peleó, una serie de normas firmes que descenden directamente de la empresa madre. "La seguridad ya no es un simple eslogan, sino una manera de vivir", confirmó en un escrito, con motivo de su viaje a conocer al equipo, Paul Ravesies, gerente general de Pride Argentina. "La tolerancia cero para los actos inseguros no solamente es política de la compañía, sino que trabajar con seguridad es responsabilidad personal de cada uno... También afecta al futuro de la compañía, dado que nuestros clientes no desean trabajar con empresas que no respetan las normas de salud, seguridad y ambiente".



Así lo entendieron todos estos años Villagra y sus hombres, y todos quienes han trabajado con él, que lo ven como un ejemplo que hay que dejar para todos los petroleros. ■



Cursos 2011

● NACE - CP INTERFERENCE

22 al 27 de agosto de 2011
Instructor: T. Lewis

● NACE CP4 – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA 4 ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA

Fecha: 17 al 22 de octubre
Instructor: H. Albaya

● NACE CP1 – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA 1 ENSAYISTA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Fecha: 7 al 12 de Noviembre
Instructores: H. Albaya, G. Soto

● NACE CP2 – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA 2 TÉCNICO EN PROTECCIÓN CATÓDICA

Fecha: 14 al 19 de Noviembre
Instructores: H. Albaya, G. Soto





YPF presentó su primer Informe de Responsabilidad Social

El 2 de noviembre último, YPF presentó su primer Informe de Responsabilidad Social, un documento de 120 páginas mediante el cual la compañía busca las acciones realizadas en 2009 para mejorar la calidad de vida del entorno y de las personas en las distintas áreas de influencia donde opera

El evento se realizó en la Torre YPF, ubicada en Puerto Madero, y contó con la presencia de destacados referentes del tema en el país, quienes pudieron dar a conocer las diversas actividades sociales y ambientales que llevó a cabo la empresa durante 2009.

La presentación estuvo a cargo de Juan Bautista Ordóñez, director de Asuntos Institucionales de YPF. “Adhiero a las palabras del Ing. Enrique Eskenazi, quien dice que la responsabilidad social no es una opción, sino una obligación”, dijo. Y admitió que parece paradójico que este haya sido el primer informe de la gigante petrolera, ya que, desde sus inicios, YPF “lleva en su ADN la responsabilidad social que suponen las áreas en las que actúa”. Asimismo, Ordóñez explicó que hoy la sociedad espera que las empresas acompañen el desarrollo comunitario y ayuden a transformar, a través de los distintos actores sociales, el crecimiento en progreso, algo que la gigante petrolera “conoce y practica desde sus orígenes a lo largo y a lo ancho de la Argentina”. En todo caso, su publicación ahora obedece a la dinámica de cambio y de adaptación constante que está implementando la compañía y que dará lugar a sucesivos informes de responsabilidad social.

Por su parte, Juan Carr, fundador de Red Solidaria, quien pidió la palabra para expresar su adhesión, aseguró: “Desde hace doce años que interactuamos con YPF, y no tengo más que palabras de agradecimiento: esta compañía piensa en su gente y, en sus años de trabajo, destila compromiso y lo refleja en todo su equipo. Para cambiar la Argentina, necesitamos de este compromiso”.

El informe está dividido en doce capítulos, entre ellos: Medio ambiente, Seguridad, Recursos humanos, Cadena de valor y Comunidad. Estos representan los sectores clave para la compañía y permiten desarrollar de qué manera YPF ha procurado un futuro sustentable para su entorno. El contenido fue elaborado con información recopilada en



Juan Ordóñez



De izq. a der.: Daniel Perrone (TGS), Ernesto López Anadón (IAPG) y José Montalbo (TGN)



Juan Carr

conjunto por todas las unidades de negocio y coordinado por la Dirección de Asuntos Institucionales, de la cual depende el área de Responsabilidad Social.

En la actualidad, YPF trabaja en proyectos dentro del ámbito de la educación, la seguridad, el medio ambiente, la integración social, la cultura, la formación profesional, el empleo, la discapacidad y las relaciones con las comunidades autóctonas. Renueva anualmente su compromiso con el cumplimiento de los diez principios del Pacto Global de

las Naciones Unidas y cuenta con una serie de normas y de procedimientos elaborados para evaluar y gestionar sus relaciones en el contexto de las operaciones, tales como los estudios de impacto ambiental y social y los procedimientos de exploración y producción. Vale recalcar que el cuidado del medio ambiente está integrado en los sistemas de gestión y en los procesos de toma de decisiones, en los que las evaluaciones ambientales y sociales son parte fundamental del negocio. ■

Petroconsult

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

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

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

www.petroconsult-co.com - Info@petroconsult-co.com



Los nuevos ganadores de la 16.º Olimpiada sobre Preservación del Ambiente

Son tres los nuevos premiados en esta competencia anual entre alumnos de escuelas de todo el país, que el IAPG organiza para despertar en las futuras generaciones la preocupación por conservar la naturaleza

Sería impensable imaginar hoy una empresa que no tuviera entre sus objetivos el cuidado del ambiente y el respeto por la naturaleza. Resulta tan difícil imaginarlo como recordar que, en la Argentina, el fenómeno es relativamente nuevo.

Sin embargo, para el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), el tema ha sido decisivo desde muy temprano. Es así que, casi dos décadas atrás, el Instituto inició las Olimpiadas sobre Preservación del Ambiente, una campaña de concientización en los más jóvenes.

La Olimpiada consiste en una competencia anual que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país. Este año, en su 16.º edición, contó con el auspicio de la Fundación YPF.

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

Cristian García, de la Escuela Técnica N.º 4-003 Emilio Civit (Maipú, Mendoza), cuyo tutor fue el profesor Iván Chaparro.

Florencia Badaracco, del Instituto Pater de Bernal (Pcia. de Buenos Aires), tutelada por la profesora

Alejandra Kelez.

Nicolás Vázquez, de la Escuela Ecológica Ambiental PS 119 (Godoy Cruz, Mendoza), cuya tutora fue la profesora Josefa Calvera.

Al certamen final, que tuvo lugar en la Sede Central del IAPG, llegaron catorce chicos que representaban a escuelas de Alcira Gigena (Córdoba), Goya (Corrientes), Comodoro Rivadavia (Chubut), Rosario y Santa Fe (Santa Fe), Telén (La Pampa), Quilmes y Bernal (Buenos Aires), Maipú y Godoy Cruz (Mendoza) y de Neuquén (Neuquén).

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

Este año, el temario propuesto incluyó la desertificación, capa de ozono y cambio climático, y respuestas a los derrames de hidrocarburos en el agua.

El premio al alumno que ocupó el 1.º puesto fue entregado por Silvio Schlosser, de la Fundación YPF, y la Oficina Ozono y Cambio Climático de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación ofrecerá al ganador un viaje a Ushuaia para visitar su observatorio. Los premios consisten en becas de estudio para los tres alumnos ganadores y computadoras para los profesores ganadores y sus colegios. En el transcurso del Almuerzo del Día del Petróleo, se entregará un Diploma de Honor al alumno ganador.

La selección

Las etapas de la Olimpiada sobre Preservación del Ambiente son cuatro: una selección local inicial, una selección zonal, un certamen semifinal y un certamen final.



De izq. a der.: Vázquez, García y Badaracco

La primera de ellas suele realizarse en el propio establecimiento educativo. Así, los ganadores de esta instancia pasan a la selección zonal, llevada a cabo en los centros educativos habilitados correspondientes y, de allí, al certamen semifinal regional, que impulsa a los ganadores al certamen final nacional.

Estas fueron elaboradas por el Dr. César Mario Ros-tagno, del Centro Nacional Patagónico, en el tema "la desertificación"; por Laura Berón y Graciela Garau, de la Oficina Ozono y Cambio Climático de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, para el tema "capa de ozono y cambio climático"; y las preguntas sobre el tema "respuestas a los derrames de hidrocarburos en el agua" estuvieron a cargo de la Comisión Organizadora y Evaluadora. ■



La Comisión Organizadora de la Olimpiada y Silvio Schlosser de la Fundación YPF



Cincuenta años del Club del Petróleo



Almuerzo con Mauricio Macri

El año que termina no sólo marcó un importante aniversario para *Petrotecnia*: también se celebraron los cincuenta años de existencia del Club del Petróleo, un ámbito creado para desarrollar los vínculos de camaradería de los petroleros desde el despegue de la industria, en la década del sesenta.

Las celebraciones fueron numerosas y tuvieron lugar a lo largo del último cuatrimestre del año. Una parte consistió en engalanar dos de los tradicionales almuerzos que se realizan cada quince días desde 1984 en el Marriott Plaza Hotel, con dos invitados especiales. El 14 de septiembre, concurre el jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Mauricio Macri; y el 28 de septiembre, el secretario de Energía, Daniel Cameron. En cada encuentro, se contó con la presencia de entre 250 y 300 asistentes.

Pero el broche de oro de los festejos fue, sin duda, la gran fiesta de fin de año ("Fiesta Anual Abierta" en la jerga de los miembros del Club), que se celebró en noviembre, en el Hipódromo de San Isidro, donde asistieron más de 400 socios, entre acompañantes e invitados.

Allí, el presidente de la institución, Oscar Vicente, resaltó el camino recorrido por el Club y estableció un paralelismo entre el crecimiento de los pueblos petroleros y el de los clubes locales: "En los pueblos petroleros remotos de Salta, Jujuy, Mendoza, Neuquén, Río Negro y más tarde de La Pampa, Chubut, Santa Cruz y Tierra del



Oscar Vicente en el almuerzo con Daniel Cameron

Fuego, se formaban pequeños clubes, que eran el lugar de reunión de la comunidad petrolera, dando origen a las competencias deportivas entre los distintos sectores". A ello agregó: "La intensidad de las actividades del club fueron siempre proporcionales a la evolución y crecimiento de la producción y de la actividad exploratoria, con la incorporación de nuevas tecnologías, producto del intercambio del conocimiento en nuestros almuerzos, con la presencia de oradores de alto nivel técnico, que nos contaron sus experiencias".

Para el futuro, el deseo de Vicente fue que, "como lo hizo la industria petrolera hasta aquí, podamos seguir hacia adelante mancomunadamente el Estado y la sociedad por los caminos de un planeamiento a mediano y largo plazo que nos permita ofrecerle al país toda la energía necesaria económicamente competitiva para su desarrollo y crecimiento".

Producto del despegue

Según sus voceros, en estos cincuenta años, el Club se enorgulleció de haber sabido mantener el ámbito de fraternidad que le dio origen, así como sus actividades institucionales, sociales, artísticas y deportivas, con gran respuesta entre los socios e invitados.

El Club nació formalmente el 14 de marzo de 1960. Apenas un par de años antes, la producción de petróleo parecía estancada. Para una demanda de 43.700 m³, solo se disponía de una producción media de 15.500 m³/día y había que importar crudo por 250 millones de dólares anuales, según datos del propio Club.

La política de Arturo Frondizi de impulsar la producción petrolera nacional reactivó la actividad y en 1959 varios profesionales, en su mayoría de petroleras estadounidenses, anunciaron la necesidad de constituir un club



Fiesta Anual Abierta en el Hipódromo de San Isidro

que, en un principio, promoviera las relaciones sociales y los lazos entre los profesionales.

Ese año, se formó una comisión organizadora liderada por J. Herbert Sawyer, gerente de Exploración de Esso Argentina Inc. y alma máter de la asociación. Y, en marzo de 1960, el Club del Petróleo de Buenos Aires comenzaba su andadura como ámbito de reunión y camaradería entre sus miembros. En la actualidad, estos son 880 y provienen de unas 300 empresas vinculadas con la industria. ■

Fotos: gentileza del Club del Petróleo/Decurnex.com



El seminario de la SPE dejó su huella en el final del año

El V Seminario Estratégico de la SPE Argentina realizado en noviembre, en Buenos Aires, marcó los últimos meses de la actualidad energética del país

Sin duda, el V Seminario Estratégico de la Society of Petroleum Engineers (SPE) Argentina, llamado “La Argentina y la Energía: los próximos 20 años”, dejó una marca indeleble cuando 2010 se dirigía cómodamente a su fin.

Realizado el 16 y el 17 de noviembre de 2010 en el hotel NH City de Buenos Aires, este seminario fue, en efecto, el ámbito donde se produjo el disparador que acabó con anuncios de eventuales recursos gigantescos de gas no convencional en la Argentina.

Pero el seminario abarcó muchísimo más y fue escenario de encuentros entre los principales expertos en energía del país y visitantes de otras partes del mundo; como John Corben, jefe de Economía de la Agencia Internacional de Energía; y Ruth Ladenheim, secretaria de Planeamiento del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

En primer lugar, como novedad, se incorporó en su temario el abanico de las distintas fuentes de energías disponibles en la matriz de consumo primario, donde hasta ahora son líderes los hidrocarburos. Se destacó también el altísimo nivel técnico de los expertos que integraron las diversas mesas y la asistencia y el compromiso del sector público, del sector privado y de los medios de comunicación.

De entre las principales conclusiones, se desprende que “aunque la era del petróleo y gas barato está finalizando, los hidrocarburos continuarán siendo vitales en nuestra

matriz energética dentro de los próximos veinte años; y existen planes para reducir su participación...”, según palabras de sus organizadores.

Desde el punto de vista de los hidrocarburos convencionales, se expresó la necesidad de encarar una mayor cantidad de estudios sobre los campos maduros con el objetivo de aumentar el factor de recuperación, así como la posibilidad de invertir en *offshore*. Y se insistió, en todo momento, en que estos proyectos deben ir acompañados de programas de exploración, especialmente en cuencas que aún no fueron estudiadas en su totalidad.

También se analizaron las energías renovables, y se hizo hincapié en la importancia relativa de estas fuentes: sus fortalezas, sus debilidades y los problemas asociados con su puesta en marcha en las condiciones actuales y en los distintos escenarios. Se admitió que las energías eólica y solar, caracterizadas por su limpieza y su disponibilidad, permiten tenerlas en cuenta para poblaciones ubicadas en zonas rurales, por lo que hay expectativas de crecimiento para estas dos fuentes de energía.

Respecto de la diversificación de la matriz energética, se manifestó que se está avanzando en la importación de gas natural líquido (GNL) y de gas proveniente de Bolivia, así como de energía eléctrica mediante una red interconectada regional. Este punto es importante a la hora de ampliar ese abanico de recursos energéticos para hacer frente a los picos de demanda en el corto plazo o pensar en fuentes alternativas.

En cuanto al uso racional de la energía, los expertos concluyeron en que se puede moderar considerablemente el consumo; pero que para ello es imprescindible que haya campañas de educación dirigidas a la sociedad, además de tarifas que no solo atraigan al inversor, sino que también acompañen la necesidad de ahorro energético.

Asimismo, se habló de promover la revisión de los precios tanto del petróleo y del gas en boca de pozo como de la energía eléctrica y de los servicios residenciales; se consideró que el Estado y la industria deberían acercar posiciones pensando en una provisión de gas sustentable



Hugo Carranza


en el tiempo. Como ejemplo positivo, se planteó el incentivo estatal a los programas Gas y Petróleo Plus.

No faltó la referencia a los biocombustibles, y se dijo que la Argentina es hoy uno de los principales proveedores mundiales. En cambio, quedó para más adelante el análisis de una posibilidad de tendido eléctrico para ampliar la red nacional y estudiar el modelo que debe seguirse.

Se presentaron los primeros lineamientos de una política de Estado en materia energética para que, en el mediano plazo, podamos diversificar la matriz y hacer frente a un crecimiento sostenido de la demanda de nuestro país.

Con respecto a la tecnología, imprescindible para el avance de la industria energética, se expusieron distintos programas de cooperación entre organismos privados y el Estado, representado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. ■





El XXI World Energy Congress congregó a los profesionales de la actividad energética en Canadá

Por *María Silvina Eirin*

Del 12 al 16 de septiembre, el IAPG estuvo presente en la reunión mundial del Consejo Mundial de la Energía, que se organizó en Canadá. Aquí presentamos los principales temas allí tratados, sobre todo por el grupo de jóvenes Futuros Líderes Energéticos

Un desarrollo sustentable no es una opción: es necesario; el objetivo está claro, lo desafiante será hallar la forma de alcanzarlo". Así concluía Pierre Gadonneix el Congreso Mundial de la Energía, del Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés). El evento, realizado del 12 al 16 de septiembre en Montreal, Canadá, convocó a más de 5500 agentes energéticos. El congreso también tuvo su versión para los jóvenes con el Programa Futuros Líderes Energéticos (FELP, por su sigla en inglés) y reunió a profesionales *junior* y a estudiantes de la industria energética. En esta edición mundial del WEC, las exposiciones se centraron en cuatro temáticas: accesibilidad, disponibilidad, consenso y responsabilidad.

Accesibilidad

El primer desafío consiste en lograr que todas las personas del mundo tengan acceso a la energía. Entre los factores

determinantes, se cuentan el incremento de la demanda en los países en vías de desarrollo, la erradicación de la pobreza energética, la optimización de los sistemas en las grandes ciudades, los cambios geopolíticos, el comercio de los mercados de energía y la integración de la infraestructura.

Según los expertos, se debe poder satisfacer el crecimiento de la demanda energética mundial esperado, que se producirá, sobre todo, a raíz de un crecimiento demográfico y económico en las economías en desarrollo. En la actualidad, más de dos billones de personas se encuentran en condiciones de pobreza energética.

Asimismo, se esperan modificaciones geopolíticas en el mercado energético mundial. Entre ellas, el expositor chino Feng Dan prevé un aumento de la demanda de gas natural en China debido a su crecimiento económico, industrialización y urbanización. Europa diversifica cada vez más el origen de las importaciones de gas natural, por lo que Rusia debe buscar más y nuevos socios comerciales. La cooperación multilateral entre China, Rusia y los países de Asia Central (dada la complementariedad entre estos) produciría grandes beneficios económicos.

Actualmente, los sistemas energéticos son complejos: la generación proviene de diversas fuentes (hidroeléctricas, nucleares, termales y renovables); el almacenamiento se encuentra, en su mayoría, a través de las hidroeléctricas; y la transmisión involucra redes complejas de diversos voltajes.

En tanto, los Futuros Líderes Energéticos hicieron hincapié en la cooperación regional, en la transferencia de tecnología y en la concentración de la ayuda en países en vías de desarrollo para lograr un acceso universal a la energía.

Disponibilidad

En este punto, se busca determinar cuál debería ser la composición de la matriz energética para lograr un equilibrio. Los

combustibles fósiles continuarán representando la mayor parte de la matriz energética mundial durante los próximos veinte años, según se coincidió. Sin embargo, debe atenderse a cuestiones tales como el cambio climático y la dificultad para mantener una elevada producción de petróleo.

La propuesta de los Futuros Líderes Energéticos se centró, básicamente, en priorizar el uso de recursos regionales, aumentar el grado de eficiencia energética, implementar incentivos y planificar el consumo y la producción.

Fatih Birol, jefe economista y director de la Oficina de Economía de la Agencia Internacional de Energía, indicó, por su parte, que la demanda de petróleo es muy “inelástica”: prácticamente no varía la cantidad demandada ante cambios en el precio, por lo que “serán las políticas de China las que determinarán su precio”. Será un punto clave regular con previsibilidad, estabilidad y transparencia.

Vinay Kumar Singh, presidente de Northern Coalfields Ltd., India, resaltó que el 54% del suministro energético de la India proviene del carbón y que su precio en la India es la mitad que el precio internacional de referencia debido a subsidios y a que ven el carbón como “la única solución para elevar el nivel de vida”. A su vez, China está aumentando su producción de carbón, según explicó, lo que podría convertirla en exportador de este.

Por otra parte, el uso de gas natural no convencional (*shale gas*) puede traer aparejados una disminución del precio del gas natural licuado (GNL), un impacto medio ambiental en cuanto a los procesos de hidrofractura utilizados en la explotación, menor implementación de tecnologías de CCS, entre otros. El célebre escritor Daniel Yergin, presidente de IHS Cambridge Energy Research Associates, señaló que la producción actual de *shale gas* representa el 30% de la producción total de gas natural de los Estados Unidos y que los recursos de este tipo podrían ser equivalentes a las reservas probadas de gas natural o incluso mayores que estas alrededor del mundo.



La delegación argentina con Jorge Ferioli y Eduardo Barreiro



Jean-Michel Gires, presidente y CEO de Total Exploración y Producción Canadá, dijo que se espera una producción de arena petrolífera de unos 95.000 b/d entre 2020 y 2030, mientras que el petróleo extrapesado representará el 8% de la producción para el año 2030.

Consenso

Consenso significa, según la Real Academia Española, 'acuerdo producido por consentimiento entre todos los miembros de un grupo o entre varios grupos'. Efectivamente, para la mayoría de los expositores, el consenso involucra temas como el cambio climático, los impactos sociales, los marcos regulatorios, el liderazgo político, los sistemas de transportes eficientes, y la cooperación global y regional. Según trascendió del encuentro, esto implica realizar inversiones en los países en vías de desarrollo, mejorar la eficiencia, sensibilizar al público, incrementar la variedad de fuentes energéticas, crear redes inteligentes, implementar impuestos sobre el carbón, eliminar las viejas plantas de carbón, entre otros puntos.

Si continuamos con el Plan A "Business as usual", el cambio climático mostrará sus consecuencias. Lester R. Brown, presidente del Earth Policy Institute en los Estados Unidos, sugiere que se no solo deben realizarse cambios en el estilo de vida (como reciclar los periódicos e implementar el uso de lámparas de luz más eficientes), sino también reestructurar la economía global, "y rápido".

La responsabilidad, el diálogo y la consideración hacia los demás, valores implícitos en un verdadero liderazgo, fueron las claves enfatizadas en la Declaración de los Jóvenes.

Responsabilidad

Este aspecto se centra en considerar nuevas formas de satisfacer las necesidades energéticas persiguiendo objetivos en común: lograr sustentabilidad del sistema energético mundial y una coordinación entre el crecimiento económico y social y los objetivos medioambientales. Los principales asuntos tratados fueron la seguridad energética; la cooperación internacional; la transferencia tecnológica; la regulación; y el balance entre energía, alimentos, recursos naturales y medio ambiente.

De acuerdo con Goran Granic, la seguridad energética significa, en términos generales, 'el suministro de energía en forma oportuna y en las cantidades requeridas, en calidad y a precios razonables'. Si bien la definición dependiendo de a qué agente nos refiramos, sus principales factores determinantes son el tamaño del déficit de suministro de energía primaria en el territorio nacional, el suministro desde regiones distantes, el grado de desarrollo de la infraestructura, la interconexión con los países limítrofes, el marco regulatorio, los precios y la tecnología, entre otros.

En condiciones de mercado abierto, la seguridad energética es limitada, ya que interviene una gran cantidad de agentes (generadores, distribuidores, transportistas, productores, reguladores, administradores locales, organizaciones internacionales, etc.) que persiguen sus propios objetivos. El responsable de esa seguridad debería ser el Estado estableciendo un orden y supervisando el cumplimiento de las normas. ■

AOG ARGENTINA
OIL & GAS
EXPO 2011



10 al 13 de Octubre de 2011
October 10 - 13, 2011
La Rural | Buenos Aires | Argentina

El gran encuentro internacional de negocios de la industria petrolera *nuevamente en Buenos Aires*

www.aog.com.ar

Organización y
Realización Integral

 **Uniline**
Exhibitions S.A.

Av. Córdoba 632 Piso 11° C1054AAS · Buenos Aires · Argentina
Tel. +54 11 4322-5707 · Fax +54 11 4322-0916 · aog@uniline.com.ar

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Pan American Energy (PAE) ahora es 100% de Bidas

La productora de gas natural y petróleo Pan American Energy (PAE) informó el 28 de noviembre último que, a raíz de un acuerdo firmado entre sus accionistas, la compañía pasó a ser controlada en el 100% por Bidas Corporation, una sociedad integrada en partes iguales por Bidas Energy Holdings Limited (BEH) y CNOOC International Limited (CNOOC IL).

En conformidad con este acuerdo, Bidas Corporation, que ya controlaba una participación del 40% de PAE, adquirió ahora el 60% de las acciones que pertenecían a British Petroleum (BP). Para cerrar la operación, Bidas acordó pagar 7059 millones de dólares a BP, según dio a conocer la empresa en un comunicado.

“El acuerdo alcanzado por Bidas y BP le permitirá a Pan American Energy seguir consolidando sus programas de exploración y producción de hidrocarburos, que han llevado a esta compañía a aumentar de manera sostenida su producción de petróleo y gas natural y, al mismo tiempo, incrementar año a año el volumen de sus reservas probadas”, aseguró Alejandro Bulgheroni, presidente de PAE, al comentar la operación.

Camuzzi inauguró el gasoducto en Lamadrid

Camuzzi Gas Pampeana SA inauguró recientemente en la localidad de General Lamadrid –ante autoridades nacionales, provinciales y locales– un nuevo gasoducto de transporte de gas natural para abastecer la ciudad con este fluido.

Según un comunicado de la empresa, la obra, de 60 km de largo, demandó una inversión de \$ 42 millones, \$ 22 millones de los cuales el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios transfirió en carácter de subsidio no reintegrable a la Municipalidad de General Lamadrid como contribución para ejecutar la obra. Camuzzi Gas Pampeana SA proporcionó el resto de los fondos mediante el aporte de la totalidad de la cañería para la construcción del gasoducto y para la gestión del proyecto, entre otros conceptos. Y el municipio local cedió el predio donde se instaló la Planta Reguladora de 1.º Etapa.

Anteriormente, la localidad de General Lamadrid se abastecía por el sistema de gas natural comprimido, transportado con tráileres. La inversión de 42 millones de pesos posibilita duplicar la cantidad de usuarios abastecidos con gas natural por redes y proveer el fluido para su consumo industrial.

Emerson presenta un controlador sin contacto ni varillaje

Emerson Process Management amplió su línea de productos Fieldvue™ al incorporar el controlador de válvula digital Serie DVC6200, que ofrece tecnología de realimentación sin contacto ni varillaje. Este instrumento está diseñado para aplicaciones que experimentan altos niveles de vibración, corrosión o acumulación de material. Según la empresa, la tecnología de realimentación sin contacto ni varillaje mejora la confiabilidad al eliminar el desgaste que se produce en el varillaje.

El instrumento de la Serie DVC6200 fue sometido a pruebas de compatibilidad electromagnética para corroborar que cumpliera con las normas de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) y llevará la marca CE. Está disponible con el protocolo de comunicación HART o Foundation Fieldbus.

ABB invierte en energía marina

El grupo de tecnologías de energía y automatización ABB anunció que ha invertido unos 13 millones de dólares en Aquamarine Power, una empresa escocesa que creó una tecnología para convertir la energía de las olas capturada cerca de las costas en electricidad limpia y utilizable.

ABB Technology Ventures, el área que analiza las inversiones de capital de la compañía, invirtió junto con SSE Venture Capital, la unidad de riesgo de capital de Scottish and Southern Energy, y otros inversores. La inversión permite que ABB acceda a otra tecnología de energía renovable e ingrese en el mercado emergente de energía marina, donde ABB tiene un potencial de ventas de sistemas eléctricos, electrónica de potencia y variadores de velocidad de media tensión.

“La energía de las olas está preparada para convertirse en una parte importante del abanico mundial de energías renovables,” comentó Brice Koch, director del área Marketing and Customer Solutions de ABB, que supervisa las iniciativas en energía renovable de la compañía, entre otras actividades. “Esta inversión refleja nuestra confianza en su viabilidad técnica y en la tecnología de Aquamarine, así como en su equipo directivo”, agregó.

El equipo denominado “Oyster”, de Aquamarine, consiste en un plano articulado fijo conectado al fondo marino cerca de la costa que envía agua a alta presión, a una turbina en tierra para la generación de energía. El sistema es más fácil de instalar y mantener que otros sistemas de generación de energía a partir de las olas y ha ganado algunos premios por innovaciones relativas a la energía renovable.

De Otaño es el nuevo director general de TECNA



En noviembre último, Luis De Otaño fue designado nuevo director general de TECNA. Ingeniero, egresado del ITBA con un Posgrado en Alta Dirección de Empresas del IAE, De Otaño cuenta con más de veinte años de experiencia en el mercado energético, en compañías de servicio locales e internacionales.

Según la empresa, esta designación se alinea con la estrategia de crecimiento internacional de TECNA en sus negocios de ingeniería y construcciones para el sector de gas y petróleo, y especialmente con la visión global y los planes de expansión y desarrollo de productos y mercados que la empresa proyecta para los próximos años, tanto en América latina como en Medio Oriente y África del Norte.

De igual manera, a partir del mismo mes, José Luis Carro, Mary Esterman y Eduardo Carrone formarán un Comité de Estrategias que vinculará la nueva gestión de De Otaño con la visión de los accionistas.



balance del primer año del Programa de Desarrollo Exploratorio en la torre de Puerto Madero ante la presidenta Cristina Fernández de Kirchner y otras autoridades nacionales, provinciales, municipales, empresarios, sindicalistas y autoridades de distintas universidades de todo el país.

Allí mismo YPF anunció el descubrimiento de un volumen estimado de 4,5 TCF de gas no convencional en el sur de Loma La Lata. "A partir del esfuerzo y la inversión en tecnología de última generación, hemos logrado descubrir grandes volúmenes de gas no convencional (*shale* y *tight gas*) en Loma La Lata, lo cual abre interesantes perspectivas de desarrollo para el país", sostuvo Eskenazi.

YPF reemplaza sus reservas de crudo en el país y anuncia el descubrimiento de gas no convencional

A pocos días de cumplir el primer año de la puesta en marcha del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, YPF informó en un comunicado que, tras trece años, ha conseguido reemplazar el 100% de sus reservas de crudo en la Argentina, revertir la tendencia en la producción de petróleo en el país y descubrir gas no convencional en la Cuenca Neuquina.

Además, ha iniciado proyectos por más de US\$ 1500 millones para ampliar la capacidad de refino, lo cual, según se asegura, "representa la mayor inyección de recursos de la última década en la Argentina para incrementar la producción y mejorar aún más la calidad de los combustibles".

Así lo anunció el vicepresidente ejecutivo y CEO de la compañía, Sebastián Eskenazi, en el acto en el que se presentó el

Clariant gana un contrato de Petrobras para la explotación del "Pre-Sal" en aguas profundas

La empresa de especialidades químicas Clariant anunció que su negocio Oil Services ganó la licitación por el contrato de provisión de productos químicos para el Pre-Sal, de Petrobras.

El contrato para explotación en aguas profundas del Pre-Sal, el primero con productos de performance que se licita con una empresa química, incluye el paquete de productos químicos y servicios que se prestarán para el FPSO Capixaba, que opera para Petrobras en la costa del estado de Espírito Santo, Brasil.

La producción actual se basa en las reservas ubicadas en el Post-Sal y en el Pre-Sal. En este último, se inició la producción en julio pasado. Según Christopher Oversby, vicepresidente y gerente general de Business Unit Oil & Mining Services, de Clariant, "la explotación en aguas profundas ofrece reales desafíos tecnológicos, y estamos entusiasmados con la oportunidad de demostrar nuestra capacidad en la FPSO Capixaba".

NOVEDADES DEL IAPG



Ciencia y Tecnología presentó su plan en el IAPG



El IAPG recibió en diciembre a la secretaria de Planeamiento y Políticas del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Ruth Ladenheim, quien participó de una reunión-taller en la que expuso los lineamientos de las principales políticas energéticas que llevará adelante el ministerio.

Ante el presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, y numerosos empresarios del sector energético, Ladenheim presentó los puntos más relevantes del Plan de Ciencia y Tecnología 2011-2014, que comenzó a discutirse este año. Por su parte, Jaime Moragues, representante de la parte energética del plan, dijo que uno de los puntos sobre los que se está debatiendo en materia de energía tiene que ver con la inclusión de las energías renovables en la matriz energética.

El Plan de Ciencia y Tecnología 2011-2014 tiene por objetivo generar un documento orientador y flexible, que surja de la participación de los distintos sectores involucrados y que sirva de guía para los próximos cuatro años.

acuerdo sobre normativas referidas a cambio climático, el tratamiento de la eficiencia energética y el estudio del desarrollo de reservorios no convencionales. Asimismo, resaltó las amenazas que subsisten si se desatiende el control de emisiones o si se plantea un excesivo optimismo sobre las reservas energéticas. Se refirió también a la hoja de ruta y señaló que, como próximo paso, es necesario ajustar las políticas energéticas, eliminar los subsidios y promover la cooperación internacional.

El congreso se celebra cada tres años, y este año tuvo una especial repercusión debido al número elevado de participantes y a la alta calidad de los trabajos presentados.

Ingenieros premiados por la SPE

Tres reconocidos profesionales de la industria estrechamente vinculados con el IAPG fueron premiados este año por la Society of Petroleum Engineers (SPE) en su división de la Región de América Latina y el Caribe, donde está comprendida la Sección Argentina. Se trata de Hugo Carranza, quien recibió el 2010 SPE Regional Service Award; Juan Rosbaco, quien recibió el 2010 SPE Reservoir Description and Dynamics Award; y Alberto Khatchikian, quien recibió el 2010 SPE Regional Formation Evaluation Award. Este premio tiene la particularidad de ser un reconocimiento a la tarea de los propios colegas de la SPE. La entrega oficial se realizó en Lima, Perú; y se planificó repetirla para la celebración del Día del Petróleo.



Presentaron las conclusiones del WEC

El 30 de noviembre último, en el auditorio del Edificio YPF, la delegación argentina ante el Consejo Mundial de la Energía leyó las conclusiones del último Congreso Mundial de la Energía (WEC, por su sigla en inglés), celebrado entre el 12 y el 16 de septiembre último en Montreal. Jorge Ferioli, presidente del Comité Argentino del WEC y ex presidente del IAPG, se encargó de exponer estas conclusiones.

Entre otras ideas, Ferioli planteó que el horizonte energético del que se habla es 2030, que las regulaciones de los países serán claves para la configuración de una nueva matriz energética, que es imperiosa la necesidad de inversiones en todo el mundo y que, solo en esas condiciones, se logrará detener el calentamiento global en apenas dos grados anuales, así como abastecer de petróleo sin riesgo de *oil peaks*.

De entre los logros de este congreso, Ferioli destacó el

Aporte de la Seccional Comahue al Foro Educativo Neuquino

La Seccional Comahue del IAPG presentó formalmente su contribución al Foro Educativo Neuquino acerca de las necesidades



de la industria del petróleo y del gas sobre la educación técnica.

Buscando fortalecer la relación entre el sistema educativo y la industria del petróleo y del gas para generar vocaciones técnicas o formalizar conocimientos existentes, el IAPG viene organizando, desde hace tiempo, una serie de actividades tanto a nivel nacional como en el ámbito de la Seccional Comahue. Se trata de las Olimpiadas sobre Preservación del Ambiente; los préstamos de honor a alumnos nominados por la Universidad Nacional del Comahue (Uncoma) y la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), que consisten en un monto mensual para sus gastos; el Programa de Certificación de Oficios mediante el cual se reconocen formalmente las calificaciones ocupacionales de los trabajadores; y el Programa de Uso Racional de la Energía.

Último llamado para presentar trabajos ante el WPC

La organización del 20.º Congreso Mundial del Petróleo (20th World Petroleum Congress: 20WPC) fijó el 31 de enero de 2011 como fecha final de recepción de postulaciones para presentar trabajos.

Se trata de los resúmenes de los trabajos de investigación que se quieran exponer sobre el sector del gas y del petróleo. Los temas que se abordarán en la futura edición se relacionarán con el lema de este congreso: "Soluciones energéticas para todos: promoviendo la cooperación, la innovación y la inversión".

EL 20.º WPC se realizará en Doha, Qatar, del 4 al 8 de diciembre del año próximo y ofrece 300 plazas para los mejores trabajos que se presenten. Los resúmenes no deberán exceder las 300 palabras y podrán enviarse a través del sitio www.20wpc.com.

Moscú será la sede del 21.º WPC Congress 2014

También relacionado con el Congreso Mundial del Petróleo, que se celebrará en 2014, se conoció que Moscú será la sede de la próxima edición. En efecto, la capital rusa resultó vencedora para albergar el evento en la tercera vuelta de la votación, de la que participaron los cuarenta y cuatro países acreditados ante el Consejo Permanente del Consejo Mundial del Petróleo.

La votación se realizó en Pekín durante la reunión del consejo el 20 de octubre último. A esta reunión, asistió el ingeniero Carlos Bechelli, presidente del Comité Argentino del WPC y representante por el IAPG ante el Consejo Permanente.



Profesionales & consultores

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES

TECHNICAL AND MANAGEMENT ADVISERS
TO THE INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY
Av. R. S. Peña 917, Piso 2 Tel: 4394-1007
(1035) Buenos Aires Fax: 4326-0442
E-MAIL: GCABA@GAFFNEY-CLINE.COM
WWW.GAFFNEY-CLINE.COM

También: Inglaterra, USA, Brasil, Venezuela, Australia, Singapur.



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

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As.- Argentina
Tel: +54 (2322) 300-191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar

Promocione sus actividades en **Petrotecnia**

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 4325-8008 Fax: (54-11) 4393-549
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

En la primera votación, resultaron finalistas tres países: Rusia (22), Estados Unidos (16) y Colombia (6); se descartó así Colombia, y se pasó al balotaje. En la primera vuelta de este, se produjo un empate por 22 votos; en la segunda vuelta, Moscú obtuvo 24 votos frente al candidato estadounidense (Houston), que sólo logró 20.

De entre otras novedades a partir del encuentro en la capital china, se destaca la presentación de cuatro nuevos países: el Reino de Bahréin, Trinidad y Tobago, Omán y Panamá. De ser aprobados en la próxima reunión, se llegaría a un total de sesenta y cuatro países miembros del Consejo Mundial del Petróleo.

Kazajistán se ofreció como sede del consejo para 2012, en tanto que la India se propuso para 2013. Ambos recibieron aceptación, pero aún resta definir el día y el mes.

Cursos

Abril

- **Introducción a la Corrosión 1**
Instructores: *W. Muller, A. Burkart, C. Navia, E. Sfreddo, B. Rosales, A. Keitelman*
Fecha: 27-29 de abril / Lugar: Buenos Aires
- **Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas**
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 27 y 28 de abril / Lugar: Neuquén

Mayo

- **Mediciones de Gas Natural**
Instructor: *M. Zabala*
Fecha: 4-6 de mayo / Lugar: Buenos Aires
- **Decisiones estratégicas en la industria del petróleo y del gas**
Instructor: *G. Francese*
Fecha: 5 y 6 de mayo / Lugar: Mendoza
- **Protección Anticorrosiva 1**
Instructores: *S. Río, C. Delosso, R. D'Anna, D. Molina*
Fecha: 10-13 de mayo / Lugar: Buenos Aires
- **Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su Terminología en Inglés**
Instructor: *F. D'Andrea*
Fecha: 20 y 27 de mayo / Lugar: Buenos Aires
- **Protección Anticorrosiva 2**
Instructores: *E. Carzoglio, F. Ernst, C. Flores, J. Ronchetti*
Fecha: 30 de mayo-2 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Introducción a la Industria del Gas**
Instructores: *C. Buccieri, J. J. Rodríguez, C. Casares, B. Fernández, O. Montano*
Fecha: 31 de mayo-3 de junio / Lugar: Buenos Aires

Junio

- **Introducción a los Registros de Pozos**
Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 6-10 de junio / Lugar: Buenos Aires

- **Introducción a la Industria del Petróleo**
Instructores: *B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*
Fecha: 6-10 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Diseño y Operación de Conductos para Transporte de Hidrocarburos Líquidos**
Instructor: *M. Di Blasi*
Fecha: 13-15 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Calidad de Gases Naturales (incluye GNL)**
Instructor: *F. Nogueira*
Fecha: 14 y 15 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Automatización, Control y Operación de Conductos**
Instructor: *M. Di Blasi*
Fecha: 16 y 17 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Introducción a la Corrosión 2**
Instructores: *W. Muller, A. Burkart, M. Barreto*
Fecha: 22-24 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas basadas en el Riesgo**
Instructor: *A. Cerutti*
Fecha: 23 y 24 de junio / Lugar: Buenos Aires
- **Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado**
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 28 de junio-1 de julio / Lugar: Neuquén
- **Plantas de Regulación de Gas Natural**
Instructor: *M. Zabala*
Fecha: 30 de junio-1 de julio / Lugar: Buenos Aires

Julio

- **Evaluación de Proyectos 1. Teoría General**
Instructor: *J. Rosbaco*
Fecha: 4-8 de julio / Lugar: Buenos Aires
- **Métodos de Levantamiento Artificial**
Instructor: *F. Resio*
Fecha: 18-22 de julio / Lugar: Buenos Aires

Agosto

- **Inyección de Agua. Predicciones de Desempeño y Control**
Instructor: *W. M. Cobb*
Fecha: 1-5 de agosto / Lugar: Buenos Aires
- **Análisis Nodal**
Instructor: *P. Subotovsky*
Fecha: 9-12 de agosto / Lugar: Buenos Aires
- **NACE - CP Interference**
Instructor: *Thomas Lewis*
Fecha: 22-27 de agosto / Lugar: Buenos Aires
- **Interpretación Avanzada de Perfiles**
Instructor: *A. Khatchikian*
Fecha: 29 de agosto-2 de septiembre
Lugar: Buenos Aires

Septiembre

- **Negociación, Influencia y Resolución de Conflictos**
Instructor: *Carlos Garibaldi*

Fecha: 1 y 2 de septiembre / Lugar: Mendoza

- **Términos Contractuales y Fiscales Internacionales en E&P**
Instructor: C. Garibaldi
Fecha: 5 y 6 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra en Instalaciones de Medición**
Instructor: D. Brudnick
Fecha: 8 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Documentación para Proyectos y Obras de Instrumentación y Control**
Instructor: D. Brudnick
Fecha: 9 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Ingeniería de Reservorios**
Instructor: J. Rosbaco
Fecha: 12-16 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Introducción a la Industria del Gas**
Instructores: C. Buccieri, J. J. Rodríguez, C. Casares, B. Fernández, O. Montano
Fecha: 13-16 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado**
Instructor: A. Khatchikian / Fecha: 20-23 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Herramientas Avanzadas de Project Management en la Industria Petrolera y Gasífera**
Instructor: N. Polverini, F. Akselrad
Fecha: 26-28 de septiembre / Lugar: Buenos Aires
- **Decisiones Estratégicas en la Industria del Petróleo y del Gas**
Instructores: G. Francese
Fecha: 29 y 30 de septiembre / Lugar: Buenos Aires

Octubre

- **RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas Basadas en el Riesgo**
Instructor: A. Cerutti
Fecha: 6 y 7 de octubre / Lugar: Mendoza
- **Sistemas de Telesupervisión y Control SCADA**
Instructor: S. Ferro
Fecha: 6 y 7 de octubre / Lugar: Buenos Aires
- **NACE CP4 – Programa de Protección Catódica 4. Especialista en Protección Catódica**
Instructor: H. Albaya

Fecha: 17-22 de octubre / Lugar: Buenos Aires

- **Procesamiento de Gas Natural**
Instructores: C. Casares, P. Boccardo, P. Albrecht, M. Arduino, J. L. Carrone, E. Carrone, M. Esterman
Fecha: 19-21 de octubre / Lugar: Buenos Aires
- **Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de Reservos**
Instructor: J. Rosbaco
Fecha: 24 y 25 de octubre / Lugar: Buenos Aires
- **Ingeniería de Reservorios de Gas**
Instructor: J. Rosbaco
Fecha: 31 de octubre-4 de noviembre
Lugar: Buenos Aires
- **Introducción a la Industria del Petróleo**
Instructores: B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti
Fecha: 31 de octubre-4 de noviembre
Lugar: Buenos Aires

Noviembre

- **NACE CP1 – Programa de Protección Catódica 1. Ensayista de Protección Catódica**
Instructores: H. Albaya, G. Soto
Fecha: 7-12 de noviembre / Lugar: Buenos Aires
- **NACE CP2 – Programa de Protección Catódica 2. Técnico en Protección Catódica**
Instructores: H. Albaya, G. Soto
Fecha: 14-19 de noviembre / Lugar: Buenos Aires
- **Introducción al Project Management en la Industria Petrolera y Gasífera**
Instructores: N. Polverini, F. Akselrad
Fecha: 23-25 de noviembre / Lugar: Buenos Aires
- **Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra en Instalaciones de Medición**
Instructor: D. Brudnick
Fecha: 25 de noviembre / Lugar: Mendoza
- **Evaluación de Proyectos 2. Riesgo, Aceleración y Mantenimiento-Reemplazo**
Instructor: J. Rosbaco
Fecha: 28 de noviembre-2 de diciembre
Lugar: Buenos Aires

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

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



| | | | |
|------------------------------------|-------------------|--|----------------------|
| Accenture | 89 | Norpatagonica Lupatech | 69 |
| Aesa | 29 | Pan American Energy | Retiro tapa |
| Antares Naviera | 58 | Petrobras Energía | 61 |
| AOG | 123 | Petroconsult | 113 |
| Backer Hughes Argentina | 21 | Port of Houston | 64 |
| Blu Tech Co | 62 | Schlumberger Argentina | 13 |
| Bosch | 60 | Siemens | 47 |
| Camin cargo | 105 | Skanska | 23 |
| Compañía Mega | 33 | So Energy | 27 |
| Conferencia Regional Arpel 2011 | 99 | Sullair Argentina | 87 |
| Contreras Hnos | Retiro Contratapa | Techint | 83 |
| Curso NACE | 111 | Tecna | Contratapa |
| DataSeismic | 28 | Tecpetrol | 31 |
| Del Plata Ingeniería | 39 | Tesacom | 81 |
| Delga | 67 | Tesco Corporation | 43 |
| Electrificadora Del Valle | 71 | TGN | 65 |
| Emepa | 85 | TGS | 79 |
| Esso | 98 | Tormene Americana | 53 |
| Exterran Argentina | 19 | Total | 9 |
| Foro IAPG | 129 | V y P Consultores | 44 |
| Gaffney, Cline & Asoc. Inc. | 127 | Valmec | 35 |
| Gas Natural Ban | 73 | VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos | 107 |
| Giga | 127 | Wärtsila Argentina | 41 |
| Greenzyme | 94 | Waukesha | 63 |
| IBC- International Bonded Couriers | 91 | Wenlen | 59 |
| IPH | 18 | WPC | 95 |
| Kamet | 53 | Ypf | 7 |
| Liberty Seguros | 51 | Zoxi | 42 |
| Marshall Moffat | 25 | | |
| Martelli Abogados | 26 | Suplemento estadístico | |
| Medanito | 54 | Industrias Epta | Contratapa |
| Morken | 45 | Ingeniería Sima | Retiro de tapa |
| Nalco Argentina | 55 | Kimberly-Clark Professional | Retiro de contratapa |



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar



Una planta industrial se construye en meses...



...para producir durante décadas.

Nuestros clientes lo saben cuando nos eligen.

Ingeniería y Construcciones para el Mercado Global de la Energía.

- Más de 90 plantas construidas y actualmente en operación.
- Garantías de proceso.
- Diseños con foco en la seguridad operativa.
- Altos índices de productividad y disponibilidad.
- Facilidades para operación y mantenimiento.



Petróleo y Gas • Refinación • Petroquímica • Generación Eléctrica • Nuclear • Biocombustibles • Minería
Ingeniería y Consultoría • Plantas Llave en Mano (EPC) • Plantas Modulares • Automatización y Control • Operación y Mantenimiento