



Hidrocarburos de reservorios no convencionales

Media sponsor de:



ARGENTINA OIL & GAS EXPO 2011



CONGRESO INTERNACIONAL DE ENERGIA 2011



LNG 17 ★ GNL 17 HOUSTON 2011

UN PAÍS QUE CRECE DEMANDA SIEMPRE MÁS ENERGÍA

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



CERRAMOS LA DÉCADA CON:

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

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

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

**Pan American
ENERGY**

Compromiso con el país



Este número de *Petrotecnia* tiene como eje temático los “Hidrocarburos en reservorios no convencionales”. Ante la realidad de la madurez de los campos productivos –como enfrenta nuestro país en la mayoría de los casos–, la perspectiva de poder iniciar la explotación de este tipo de yacimientos es alentadora y revitalizará la actividad de la industria.

Los hidrocarburos no convencionales –gas y petróleo en arcillas, gas en arenas compactas, etc.– representan una oportunidad de incorporar reservas en el futuro e incrementar la producción de gas y petróleo.

Ya se han venido haciendo importantes anuncios sobre proyectos de producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales, como por ejemplo la posibilidad de explotar yacimientos de gas en arcillas en la cuenca Neuquina que ha dejado de ser un proyecto remoto y se está convirtiendo en una realidad. Esto se suma a la explotación, que ya ha comenzado en algunos lugares, de yacimientos de arenas compactas, la cual esperamos siga en crecimiento. Estos proyectos son importantes no sólo por lo que significan desde el punto de vista del aporte de recursos energéticos, sino también por lo que significan en cuanto a inversión, incorporación de tecnología y capacitación y desarrollo de recursos humanos.

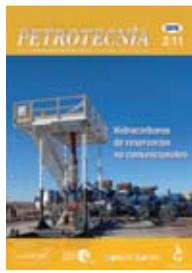
Los esfuerzos para mejorar la producción de nuestros yacimientos no sólo se circunscriben a los hidrocarburos en reservorios no convencionales, hay otros proyectos que revisten también de gran importancia. En este número se publica una crónica de la firma del Convenio de Cooperación para el desarrollo de Investigación e Innovación en Sistemas de Recuperación Asistida (EOR - *Enhanced Oil Recovery*). En el año 2009 el IAPG firmó un convenio marco para generar proyectos de desarrollo tecnológico con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva buscando formar una alianza entre el sistema científico público argentino, las empresas socias y las universidades. Este convenio es el primer fruto de esta iniciativa en el cual un grupo de empresas conjuntamente con tres universidades nacionales asumen el compromiso de desarrollar tecnología en recuperación terciaria, tema de trascendental importancia en el futuro de nuestros yacimientos.

En este número la sección Historias de Vida destaca la carrera profesional de alguien muy querido en la industria y muy cercano al IAPG, el Ing. Enrique Kreibohm. Conocido por todos y reconocido por su trabajo, el Ing. Kreibohm luego de su trayectoria profesional se desempeñó como Director Técnico en el Instituto y, actualmente, es un activo miembro de la Comisión de Publicaciones y corrector técnico de *Petrotecnia*.



Hasta el próximo número.
Ernesto A. López Anadón

Sumario



Tema de tapa | Hidrocarburos de reservorios no convencionales

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ Los reservorios no convencionales, “un fenómeno global”

Por *Eduardo Barreiro* y *Guisela Masarik*

La tendencia mundial y las perspectivas locales de explotar recursos como el *shale gas*, el *tight gas* y el *coal bed methane*, entre otros, como solución ante los yacimientos maduros de los combustibles convencionales. El caso europeo.



20

■ Los reservorios y los aspectos comerciales de los no convencionales

Por *Juan D. Moreyra*, consultor (ex SA Pride)

En vista de que la demanda global de energía continuará aumentando y que gran parte de la oferta seguirá siendo aportada por los combustibles fósiles, las fuentes de reservas existentes en reservorios no convencionales deberán cubrir el faltante.



32

■ La experiencia en el país

La tecnología de punta como factor clave

Por el Centro de Excelencia de Shale Gas/Oil, de Schlumberger

La empresa creó en Buenos Aires un centro de investigación multidisciplinario dedicado a todo el proceso de extracción de *shale gas*, desde la exploración hasta la producción.

34

Hay que animarse a explorar

Basada en su experiencia desde los 80's en Estados Unidos y Canadá, Apache fue de las primeras en dedicarse a estos hidrocarburos en el país.



38

■ Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología

Por *Alberto Julio Blanco Ybáñez* (AB Energy Advisors) y *Julio Vivas Hohl* (GEMAT)

Las técnicas de fractura que se han estado aplicando en los Estados Unidos a las formaciones masivas de esquistos como la Marcellus Shale y la Barnett Shale.

Trabajo técnico



54

■ La producción de petróleo en yacimientos no convencionales

Por *Mario Ottulich*, *Federico Garcia* y *Roberto Grande* (Pan American Energy LLC)

Este trabajo se dedica al petróleo pesado y a una experiencia en pozos de 2500 m, donde se utilizaron diferentes tipos de bombeo.



62

■ La gestión de la integridad en un activo de más de 40 años

Por *María Pía Martínez*, de Oldelval SA.

Ante un 70% de sus oleoductos con más de 40 años en servicio, Oldelval SA describe aquí un Proceso de Integridad para mantener los ductos en un estado adecuado a las exigencias actuales.

Tendencias

74

■ La vertiginosa demanda de crudo en China

Según datos de Platts, la demanda de crudo creció en febrero el 10,1% a/a, con un promedio de 9,58 MMbd.

Historias de vida

78

■ Enrique Kreibohm, el ingeniero de los detalles

Un ingeniero civil que pasó su vida entre el petróleo, desde los inicios de Campo Durán hasta el presente, en que es de inestimable consulta para las publicaciones del IAPG.

I+D

84

■ Se firmó el Convenio de Cooperación para el desarrollo de Investigación e Innovación en EOR

El 31 de marzo último la sede del IAPG fue anfitriona de la firma de un importante convenio de cooperación entre las principales petroleras del país, el Gobierno y tres universidades, para profundizar en la investigación de Recuperación Mejorada de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR).

Historia

86

■ Emotiva conmemoración del Día del Gas en Comodoro Rivadavia

La Seccional Sur recordó la construcción del Gasoducto General San Martín y a los hombres que realizaron la proeza.

Congresos y Jornadas

88

■ Los que terminaron y los que vendrán

El IAPG marca su presencia en los principales simposios dentro y fuera del país, para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnología.

91 **Novedades de la industria**

96 **Novedades del IAPG**

101 **Novedades desde Houston**

102 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

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

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

Redacción. Guisela Masarik, prensa@petrotecnica.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Corrector técnico. Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente. Enrique Mainardi

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

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LII N.º 2, ABRIL de 2011

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares

Foto de tapa: Gentileza de YPF

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

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

© Hecho el depósito que marca la Ley 11723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.

Suscripciones (no asociados al IAPG)

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 270

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 270

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2010-2012

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1.º
Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

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

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF SA
PETROBRAS ARGENTINA SA

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

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

Titular

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

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

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

Alterno

Sr. Segundo Marengo
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Dr. Diego Saralegui

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

Sr. Marcelo Omar Fernández

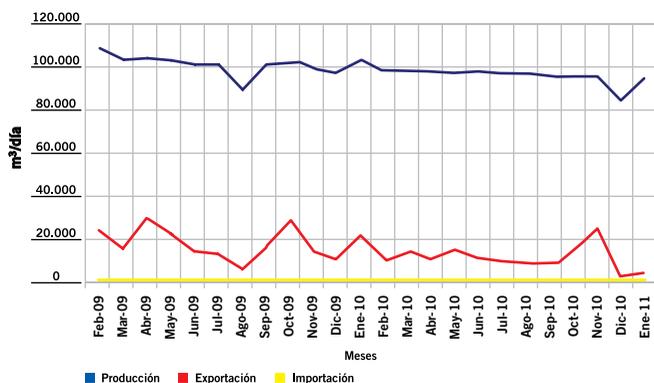
**No existe lejos ni cerca.
Estamos en todo el país.**



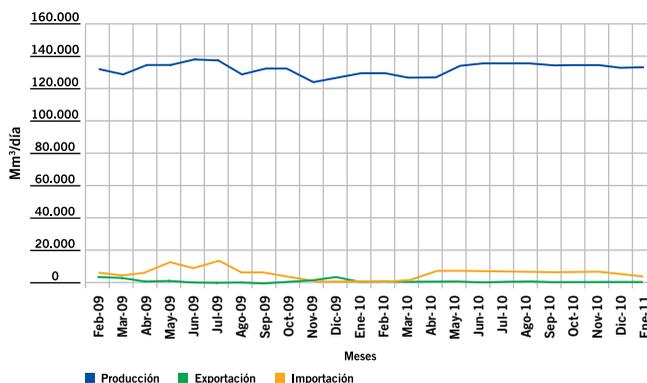
LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

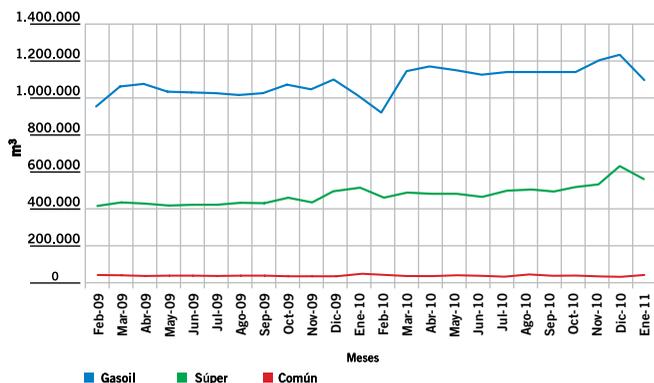
Producción de petróleo vs. importación y exportación



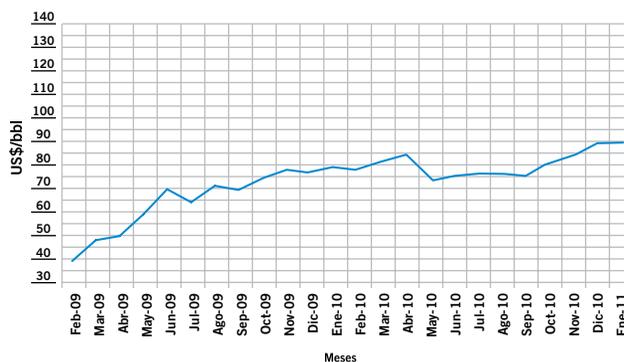
Producción de gas natural vs. importación y exportación



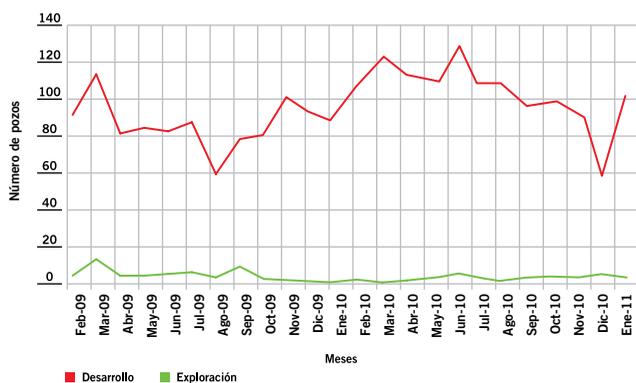
Ventas de los principales productos



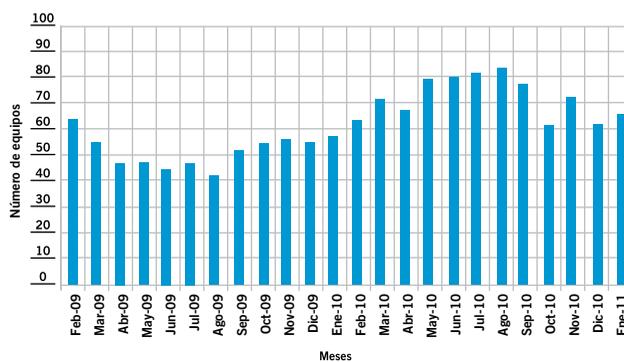
Precio del petróleo de referencia WTI



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



Foto: gentileza de Apache

Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”

Por Eduardo Barrerero y Guisela Masarik

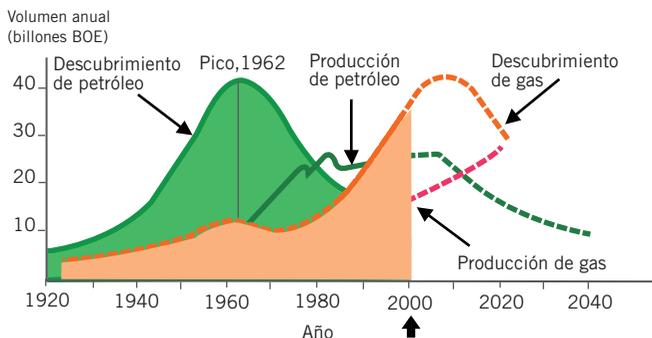
Ante la madurez de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, las miradas apuntan a otro tipo de soluciones y se percibe un renovado interés por el crudo y gas no convencionales, que podrían aumentar las reservas por varias décadas más

La matriz energética mundial se basa fundamentalmente en el uso de combustibles fósiles, pero éstos tienen los días contados, afirma la teoría del *peak oil*. El número de descubrimientos de nuevos yacimientos “convencionales” de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas. Y si bien es verdad que la exploración de frontera, especialmente en aguas profundas y pozos profundos, así como en regiones remotas ahora habilitadas para su exploración, agrega nuevas reservas y horizontes, el índice de reemplazo de reservas a nivel mundial representa un motivo de preocupación permanente.

Es que con una oferta de hidrocarburos que disminuye mientras la demanda crece, basada en yacimientos maduros y con costos altos para la exploración en zonas marginales y de frontera, difícilmente podremos arrancar el auto dentro de 10 años si este funciona con nafta. O de 15, si usa GNC.

La eficiencia energética no está instalada aún en nuestra sociedad, y las energías renovables escalan posiciones, pero todavía no alcanzan porcentajes significativos en la matriz. Para complicar el panorama, los recientes sucesos nucleares

Estimación del consumo mundial de petróleo



Fuente: US DOE EIA-International Energy Outlook, 1999

de Japón traen este tipo de energía al debate, mientras los conflictos políticos actuales en países de Medio Oriente facilitan que el barril se mantenga en los US\$110 para los crudos trazadores de precios de referencia.

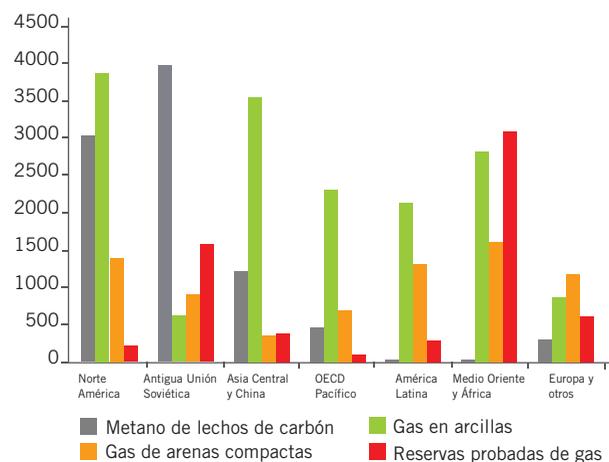
Esos factores políticos, sumados a la aparición de tecnologías que hacen posible su explotación, favorecen que los reservorios de hidrocarburos no convencionales cobren interés y se conviertan en el foco de la estrategia de muchos países y compañías operadoras. En realidad, los reservorios no convencionales se explotan en forma comercial desde hace un par de décadas en varias cuencas del mundo, pero en los últimos meses han suscitado un renovado interés.

Una esperanza, o una realidad

El Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) acaba de llamarlo “fenómeno global”, al publicar un importante reporte. Básicamente, esa administración desarrolló un exhaustivo relevamiento sobre el potencial de reservas no convencionales de gas técnicamente recuperables en 32 países [1]. Y le da como resultado unos 5760 Tcf (trillones de pie cúbicos o trillion cubic feet) de recursos, principalmente asociados a hidrocarburos en esquistos o *shale*; el estudio pone de relieve que esta cifra incrementaría en un 40% el total de reservas de gas mundial, que actualmente está en los 22.000 Tcf.

Reservas probadas de gas

Distribución mundial de los recursos de gas no convencionales



Fuente: National Petroleum Council (US) Proved Gas reserves BP

Al mismo tiempo, la revista Time expone, en su tapa del 11 de abril, una fotografía de un esquisto y se pregunta si con él se podrá suministrar energía al mundo; el gurú energético y ganador de un Pulitzer, Daniel Yergin, escribió este mes desde el Wall Street Journal sobre la “masiva promesa” del *shale gas* [2]; y el presidente estadounidense, Barack Obama, dijo hace días, durante una conferencia en la Universidad de Georgetown, que “recientes innovaciones nos dan la oportunidad de acceder a nuevas reservas, quizás a un siglo de reservas, en los esquistos bajo nuestros pies”. Citaba su propio programa, el Blue print for a Secure Energy [3].

Y esta vez el actor principal es el *shale gas*. Pero también el *tight gas*, el *shale oil*, el coal bed methane y el petróleo pesado o *heavy oil*, entre otras, son recursos reales que se convierten en opciones hoy atractivas para las compañías petroleras y los países necesitados de energía para su actividad y crecimiento industrial.

La Argentina no se queda afuera y hace tiempo que ha dado los primeros pasos en el tema de investigación y producción de recursos no convencionales (esencialmente *tight gas*); a finales de 2010 el Gobierno central hacía el anuncio de gigantescos hallazgos de *shale gas* en la Cuenca Neuquina.

Los expertos, sin embargo, son prudentes, como quedó de manifiesto por ejemplo durante el Congreso de *Tight Gas* organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas en Neuquén, en 2008, y el Congreso de Producción del Bicentenario en Salta, Mayo de 2010: para su desarrollo no sólo se necesita la existencia del reservorio, sino también de una serie de ítems igualmente esenciales: un marco legal específico, de una red de transporte existente con capacidad de transporte, de una política de precios retributivos de las altas inversiones necesarias y una serie de tecnologías que permitan bajar los costos y producir con bajo impacto ambiental.

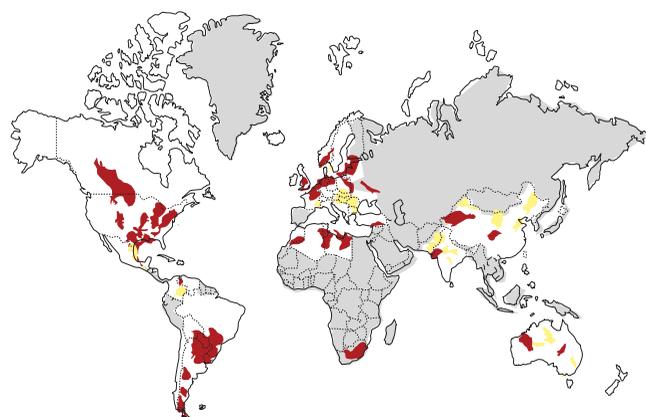
En definitiva, un conjunto de condiciones que permita a las compañías operadoras interesadas en el desafío de explorar y producir recursos no convencionales, asumir el riesgo que la actividad y las grandes inversiones asociadas a su desarrollo y extracción implican, contando con un panorama de predictibilidad a largo plazo.

Los reservorios no convencionales y los recursos no convencionales de hidrocarburos

Hablando con franqueza, históricamente los reservorios no convencionales no han sido muy populares entre los geólogos e ingenieros. Para los primeros, las técnicas como mapeo regional de facies y estratigrafía secuencial, útiles para hallar y delinear los reservorios convencionales, suelen ser insuficientes para este tipo de reservorios; es necesario invertir en nuevas tecnologías como la HRAM (High Resolution Aeromagnetics) y la sísmica 3D multiazimutal. Para los segundos, porque son difíciles de evaluar y las técnicas de recuperación deben ser elegidas cuidadosamente para evitar problemas en la producción, como perfilajes de pozos de todo tipo, fracturas masivas y multifracturas, pozos horizontales y multilaterales.

Sin embargo, las nuevas tecnologías desarrolladas en los últimos años hacen que esta opción sea cada vez más eco-

Mapa de las 48 grandes cuencas de arcilla en 32 países



- Cuencas relevadas con estimación de recursos
- Cuencas relevadas sin estimación de recursos
- Países dentro del alcance del informe
- Países fuera del alcance del informe

Fuente: EIA – International Energy Statistics, March 2011-04-20

nómica y factible. Las definiciones coinciden: se trata de hidrocarburos convencionales, sólo que están en reservorios diferentes, de muy baja permeabilidad, de manera que es imprescindible fracturar para que haya flujo hacia el pozo. A diferencia de los reservorios convencionales, que pueden producir hidrocarburos con caudales económicos sin necesidad de tratamientos de estimulación o fractura, éstos no pueden producir caudales económicos de gas o petróleo sin la ayuda de tratamientos de estimulación de gran escala o tecnologías y procesos especiales de recuperación.

En todos estos casos, un papel fundamental lo representa y representará la tecnología, cuya mejora continua permite el desarrollo de estos recursos en forma más económica.

Dentro de los reservorios no convencionales de gas y petróleo se incluyen típicamente: el *shale gas*, encerrado en lutitas o esquistos; el gas de *tight sands* o gas almacenado en arenas compactas y de muy baja permeabilidad, ambos con un grado de desarrollo importante en otros países; coal bed methane, *shale oil*, *tar sands* o arenas bituminosas que contienen petróleo pesado o *heavy oil*. También se incluyen dentro de los hidrocarburos no convencionales, las acumulaciones de petróleo extrapesado o *heavy oil* que, debido a su alta viscosidad y densidad, no fluye en condiciones normales de reservorio y su explotación necesita de técnicas y tecnologías especiales. Tenemos un ejemplo importante en nuestro país: el crudo de Llanquihue, en Mendoza.

Adicionalmente, los hidratos de gas o gas hydrates, combinación de gas natural (principalmente gas metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica) y agua, cuya existencia ocurre a muy bajas temperaturas y altas presiones (aguas profundas y regiones polares), y también representan recursos de gas natural muy grandes a nivel mundial, aunque todavía no hay tecnologías seguras para explotarlos.

Shale gas

El uso de perforación horizontal y fracturación hidráulica permitió la producción de grandes volúmenes de este gas, que anteriormente no era económico de producir.

Los reservorios de *shale gas* se pueden describir como gas natural que se encuentra alojado en depósitos de esquistos. Los esquistos son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato. Las lutitas de color negro son las que contienen mayor porcentaje de materia orgánica y pueden contener gas o petróleo.

Las lutitas que almacenan mayores volúmenes de gas se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica (0,5 hasta más de 12%) y se constituyen en roca madre de petróleo maduras que se encuentran ya en la ventana de generación de gas. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.

El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema microporoso, o bien adsorbido en la materia orgánica. Es fundamentalmente ya que por esta razón los *shale gas* constituyen uno de los denominados reservorios no convencionales; la producción de gas en volúmenes comerciales requiere de tecnologías modernas y tratamientos de estimulación que incrementen su permeabilidad.

Su producción se vincula y basa esencialmente en técnicas de estimulación masiva (fractura hidráulica con grandes caudales de agua) sobre punzados múltiples, que crean una extensa red de fracturas en cercanías de los pozos productores, lo que permite mayores flujos de gas hacia ellos. La perforación horizontal es la estrategia más utilizada en estos reservorios, con longitudes de tramo horizontal de hasta 3 km navegando en el intervalo de la formación de interés, de modo de incrementar la superficie de formación contactada por el pozo. También aquí el avance tecnológico fue

Cuencas con potencial de shale gas



Fuente: Cuencas con potencial de shale gas - Advanced Resources International

Experiencia en Shale Gas que da resultado

Shale Gas

Marca de Schlumberger © 2011 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 11-02-0801



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

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

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

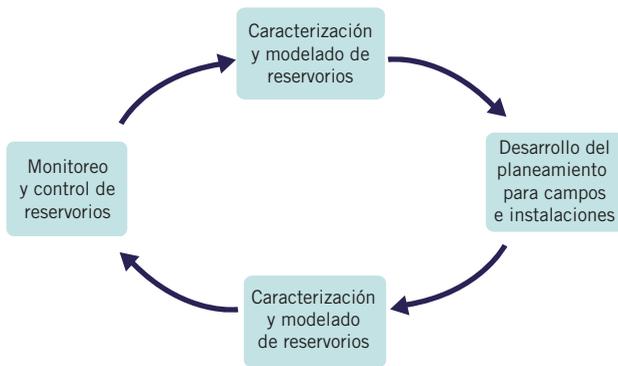
www.slb.com/shalegas

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

Schlumberger

Gerenciamiento de reservorios

La optimización del comportamiento de campos petrolíferos y gasíferos es un proceso continuo.



Fuente: SPE/Holditch 2002

crucial al momento de obtener éxito en las perforaciones: dada la heterogeneidad o anisotropía lateral y vertical de las formaciones, la posibilidad de contar con técnicas de última generación y monitoreo en tiempo real que permiten la rápida interpretación, integración y ajuste de los planes significó un paso adelante para maximizar resultados y reducir riesgos.

Muchos de los ejemplos mundiales de este tipo de recursos se encuentran en los Estados Unidos, que han sido pioneros en la investigación y en la aplicación de la estrategia necesaria para su desarrollo. Hace más de 20 años que vienen estudiando y desarrollando esta tecnología.

Algunos nombres de cuencas conocidas son la Barnett Shale (Texas), la Marcellus Shale (Pennsylvania, donde ya se perforaron más de 3000 pozos y produce alrededor de 5,4 BCF/d) y Utica Shale (en el este de los Estados Unidos); la Haynesville Shale (produce 5,6 BCF/d) en Louisiana, Niobrara Shale (Colorado), Bakken Shale (Dakota del Norte) y la Eagle Ford Shale (Texas), todos en los Estados Unidos.

Las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo de los plays de *shale gas* en los Estados Unidos pueden ayudar en la búsqueda actual del mismo tipo de yacimientos en todo el mundo, y hacerla más eficiente.

Debido a las características de baja permeabilidad de estos reservorios, el análisis y diseño de la terminación y estimulación de los pozos constituyen un capítulo muy importante. Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales dentro de los reservorios de *shale gas* tienen gran implicancia en su estimulación y recuperación, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos horizontales.

Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua (100,000 barriles en un único intervalo, o unos 19 millones de litros se utilizan en una fractura normal –hydrofracked– en el yacimiento Marcellus) se bombean a la formación desde pozos horizontales que alcanzan la milla (1,6 km); pero las tecnologías modernas permiten reutilizar el fluido de fractura varias veces disminuyendo los costos y el impacto ambiental.

Simulaciones y fluidos especiales de fractura son necesarios ya que las arcillas o lutitas no tienen un comportamiento convencional ante la estimulación, sino que generan una red compleja de fracturas paralelas a las naturales de difícil predicción con metodologías convencionales.

El actual relevamiento del DOE incluye alrededor de 48 cuencas en los 32 países estudiados y recuenta unas 70

formaciones de *shale gas*. Establece que, al 1° de enero de 2010, había en el mundo reservas probadas de gas natural de 6,609 tcf, y reservas probables y posibles de 16,000 tcf. Sumadas, darían 22,609 tcf, lo que significa un 40% más que las reservas actuales.

Sin embargo, los recursos “técnicamente recuperables” no son reservas probadas, ya que no se tienen en cuenta las consideraciones comerciales; incluso se trata de recursos que podrían estar en acumulaciones tan profundas o pequeñas que el gas no puede ser extraído con la tecnología actual.

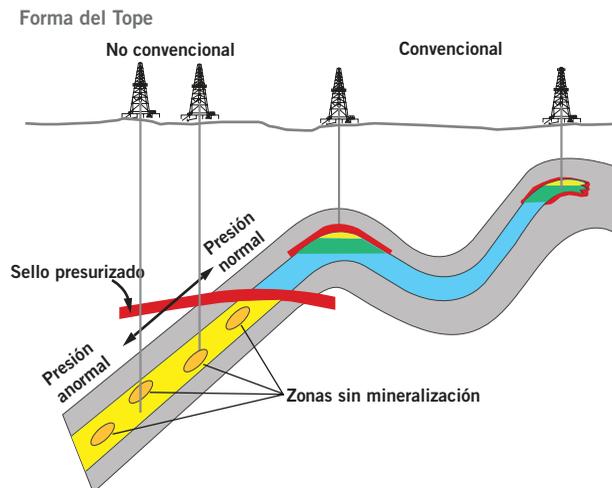
En ese sentido, la Agencia reconoce que con mayores precisiones la cifra irá ajustándose. Pero es claro su interés en señalar al sector no convencional como un refugio. De hecho, para llegar a cifras más ciertas entre otras cosas, el Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos apunta desde hace exactamente un año a “ayudar a los países a utilizar sus recursos de gas natural no convencional para identificarlos y desarrollarlos de manera segura y económica”, convencidos de que hacia 2030, el *shale gas* representará el 14% del suministro total de gas en el mundo.

De ahí que Obama haya asegurado en Georgetown que quedan hidrocarburos para un siglo más. De cumplirse estas estimaciones, la región norteamericana encabezaría las existencias con 108,7 Tcm; China y el resto de Asia le seguiría con 100; Australia y la zona de Asia-Pacífico con 74,3 Tcm. El norte de África y Medio Oriente tienen 72,1 Tcm y la Argentina y el Brasil encabezan la región latinoamericana, con ciertas zonas de Chile, Perú y Colombia.

Por lo demás, el informe de la IEA divide a los países estudiados en dos grupos según si poseen o no recursos: el primer grupo posee algún tipo de producción e infraestructuras, pero es dependiente de las importaciones de gas natural (Chile, Francia, Sudáfrica, Marruecos, Polonia o Turquía). El segundo incluye países con recursos superiores a los 200 tcf; allí figura la Argentina, junto con el Brasil, Canadá, China, México, Australia, Libia y Argelia. Y los analistas se preguntan si será fácil exportar la tecnología adecuada a países donde aún no la tienen.

Resquemores frente a los *shale gas*

Europa presenta estimaciones de más de 500 TCF. Polonia representa el blanco de las compañías petroleras ante este play concept, con casi 90 concesiones aprobadas, seguida de Alemania. Podría ser una solución a una matriz basada en su 80% en importaciones y que se debate acerca de su futuro nuclear, en la era post-Fukushima.



Fuente: AAPG Memoir 67

Servicios Integrales para la Industria del Oil & Gas

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

Productos y Servicios

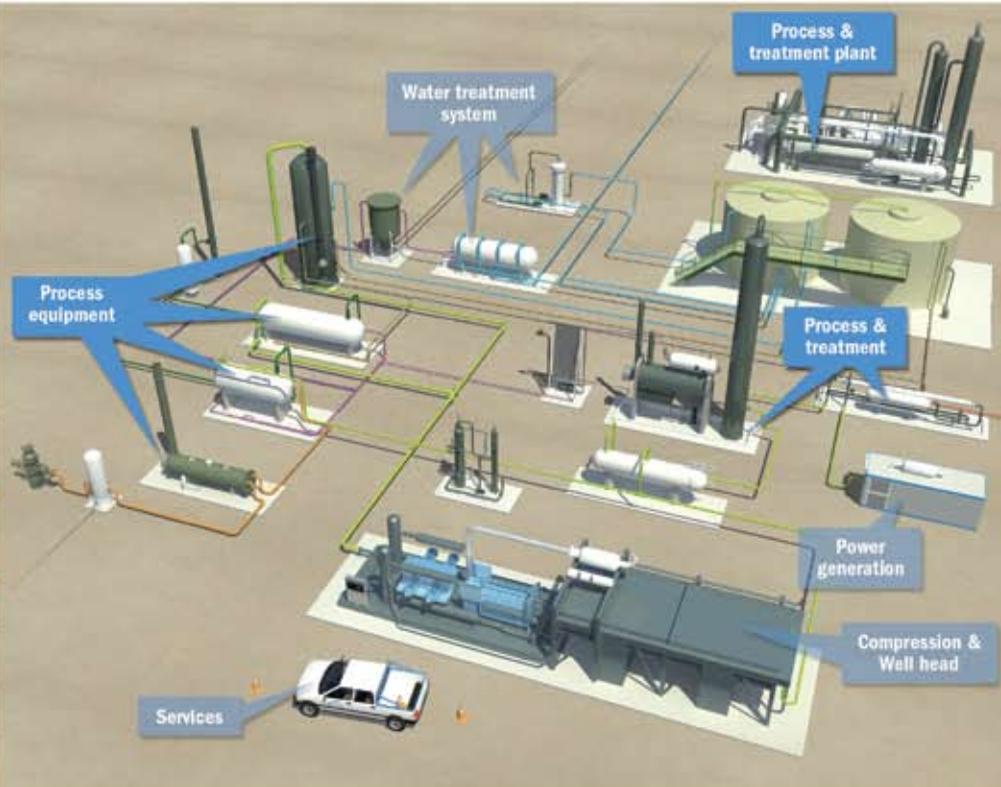
Servicios de compresión y compresión en boca de pozo.

Equipos de producción y plantas de tratamiento.

Sistemas para tratamiento de agua.

Generación de energía eléctrica.

Servicio post-venta y O&M.



Equipos de producción y plantas de tratamiento.

La mejor tecnología, aplicada a la separación de elementos químicos de las corrientes gaseosas.

Principales procesos:

- De endulzamiento de gas
- De deshidratación
- De recuperación

Avanzadas técnicas adaptadas a las necesidades de cada cliente.

Triángulo de recursos



Fuente: SPE/Holditch 2002

Sin embargo, Europa es líder en su preocupación por el medio ambiente y resalta algunas desventajas del *shale gas*, que surgen de la experiencia norteamericana. Entre ellas el considerable uso de agua para la fractura –el agua es un bien tan escaso como la energía– o la posibilidad de que los químicos que se utilizan contaminen los acuíferos o acabe saliendo gas por el grifo, como sucedió a unos vecinos de Pennsylvania, caso muy puntual, pero ampliamente difundido en el documental *Gasland*, del cineasta estadounidense Josh Fox.

Desde mediados de abril el gobierno francés ha elevado tres proyectos de ley para prohibir la extracción de gas en este tipo de reservorios no convencionales en el país, citando su miedo a que se arriesgara la calidad del agua. Polonia, en cambio, ávida de independizarse de las importaciones rusas, ha declarado prioritaria la extracción de gas de los *shale gas*.

Tight gas

De suma importancia para la economía estadounidense y en otros puntos del mundo, este el gas existente en arenas de baja permeabilidad (inferior a 0,1 mD) suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Para ser económicamente rentable necesita tratamientos de estimulación masivos. La roca madre se halla por lo general cercana al reservorio. Los granos son finos, lo cual imprime una muy pobre permeabilidad, con los poros rellenos de carbonatos o cementos silicatos precipitados del agua del reservorio.

Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza. Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción. Para encontrarlo, se tiene en cuenta la historia geológica de la cuenca, los tipos de querógeno y los reservorios de baja permeabilidad con manifestaciones de gas, o con anomalías de presión.

Es rentable, aunque requiere de grandes esfuerzos tecnológicos adicionales para su localización y producción: pozos horizontales, alto número de pozos, fracturas, etcétera.

Oil shale

Se trata de una roca sedimentaria rica en materia orgánica, es decir, que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, querógeno, que al

ser calentado, liberado por el proceso químico de pirolisis es petróleo.

Hasta un tercio de la roca pueden ser querógenos sólidos. La roca debe ser calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. Su extracción se hace con métodos de minería para obtener el petróleo aunque este es un proceso más complejo y menos eficiente que la perforación de pozos dedicados al petróleo. Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos (distintos tipos de algas marinas y lacustres, restos de plantas) depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios (cuencas marinas, lagos, pantanos), y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos.

Produce emisiones y cenizas que pueden traer consecuencias al medio ambiente, por lo cual la explotación debe ser controlada.

Descubiertos en tiempos históricos y en extracción desde principios de siglo pasado, se han encontrado este tipo de yacimientos de distintas edades geológicas en diferentes lugares del mundo; su ejemplo más importante es la Formación Green River, en los Estados Unidos, que cubre varios Estados (Colorado, Utah y Wyoming) y contiene reservas muy grandes de petróleo, estimadas en unos 800 billones de barriles recuperables. También Australia, Suecia, el Brasil, China y Estonia tienen reservas declaradas en yacimientos de este tipo. China, el Brasil y Estonia lo explotan de manera comercial.

Petróleo pesado o heavy oil

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a temperatura ambiente. Dentro de la definición de petróleos pesados, se incluyen todos los crudos con una gravedad API (American Petroleum Institute) menor a 20 grados API; los petróleos extrapesados tienen una gravedad menor a 10 API. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (centipoises).

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o directamente, la falta de estos determinó su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y dejar los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados.

En muchos casos, las formaciones en las que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas reservorio: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es su alta viscosidad y el asociado proceso adicional, de alta inversión, (upgrading) para volverlos adecuados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

Presentes en diferentes cuencas petroleras del mundo, ejemplos mundiales lo representan la faja del Orinoco,

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

Venezuela, con reservas declaradas similares a las de Arabia Saudita en petróleo convencional; también varios países árabes de Medio Oriente (Kuwait, Arabia Saudita), en los cuales el petróleo pesado se encuentra almacenado en carbonatos a escasa profundidad (entre 200 y 1000m); los Estados Unidos y el Canadá. Y Llançanelo en nuestro país.

Datos de DOE proyectan para 2030 una producción de petróleo pesado y bituminoso de 6 millones de barriles diarios. Su precio de venta es menor al del petróleo convencional por las dificultades en procesarlo e infraestructura para transportarlo (por ductos o camiones) y porque no todas las refinerías son capaces de tratarlo. Y sobre todo, porque producirlo requiere de un alto consumo de energía.

Shale oil

Es el crudo producido de las formaciones de baja permeabilidad como en Niobrara Shale, Colorado. A través de tratamientos como pirólisis, hidrogenación o disolución térmica, la materia orgánica dentro de la roca (querógeno) es convertida en sintético. El petróleo resultante puede ser utilizado inmediatamente como fuel, o, tras ser refinado, ser usado para los mismos propósitos que los derivados del crudo convencional.

Coal bed methane

Se trata de metano adsorbido sobre carbón. El metano es el principal componente del gas y, una vez más, se le da un uso convencional, pero es la producción la parte no convencional. Se genera por un proceso biológico (acción de microbios) o térmico (al aumentar por enterramiento la temperatura de los sedimentos que terminaron en carbón).

A veces el carbón está saturado de agua, y el metano, adsorbido en el carbón por la presión del agua. Hoy representa el 7% del total del gas natural estadounidense, y se halla sobre todo en el área de las montañas Rocallosas (unos 30 a 58Tcf recuperables).

Puesto que el coal bed methane está adsorbido es necesario bajar la presión del agua para producirlo, y esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de producir gas. Las estimaciones sugieren que en los Estados Unidos al menos 100Tcf son recuperables con la tecnología que se posee. Su atractivo consiste en que es ubicable y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y medioambientales: puesto que involucra agua que podría ser contaminante y con muchas sales, su aprovechamiento implica altos costos.

¿Y dónde están las nuevas oportunidades?

Las inversiones estadounidenses en extracción de gas hacen que hoy este país sea el mayor productor de gas de todo el mundo, incluso superando a Rusia. La clave ha sido su inversión en no convencionales, sobre todo en *tight*, cuyos costos bajan al mejorar las técnicas de perforación y de estimulación de pozos. Los informes de la U.S. Energy Information Administration's (EIA) Annual Energy Outlook (AEO) 2011 Early Release Overview, han duplicado sus cifras desde 2009: hoy publica 827 tcf de gas, contra los 474Tcf anteriores.

Será interesante observar la evolución de este nuevo boom, porque el potencial es vasto. Además, tiene las virtudes que se le reconocen al gas: bajas emisiones que despiden a la atmósfera, y que puede coexistir sin conflicto con las energías renovables.

De entre los cambios que puede acarrear un *shale gas* se apuesta desde una modificación en las rutas de los barcos de GNL, provenientes hasta ahora de Rusia y Medio Oriente o norte de África hacia Europa y los Estados Unidos, que podría ser al revés, hasta que con tantos países produciendo su propio *shale gas*, podrían ser más necesarias las plantas de LNG.

Todo es más atractivo que seguir con un barril de US\$110, asegura Obama. Se sueña incluso con abaratar los costos en las plantas de nitrógeno fertilizante, con la consiguiente reducción de costos para producir alimentos. Y así bajar el déficit y también la balanza de pagos, siguiendo el proverbio de que "cada metro cúbico producido en el país es más económico que uno importado". Daniel Yergin sostiene que hay reservas para un siglo más y estamos frente a una revolución. Sólo hace falta una educación en el pensamiento para afrontar este tipo de desafíos.

En la Argentina, los recursos no convencionales podrían ser parte estable de la matriz de los hidrocarburos. De hecho, el informe de la EIA asigna a la Argentina unos 774 tcf frente a los casi 900 de los Estados Unidos y más. Todavía es un recurso prospectivo, no una reserva. Y recién comienza, tras los anuncios neuquinos de noviembre de 2010 hablan de recursos colosales de *shale gas*.

Nuevamente, se necesitarán leyes que sirvan de marco, teniendo como base la legislación actual de Hidrocarburos (Ley 17.319 de 1967), RE S.E. N° 24/2008 según la cual se establece un programa de incentivos como parte de la política nacional en materia energética a la producción de gas en todos los yacimientos del país, por sobre cuestiones jurisdiccionales o de dominio de los recursos, entre otras.

La EIA advierte de todas formas que hay que tener prudencia y que la extracción masiva de *shale gas* no dará resultados inmediatos, pero sí en el mediano y largo plazo.

Pero insiste en que de esta forma, el mundo no se quedará sin petróleo ni gas en el corto plazo y que un factor clave será que las próximas dos generaciones de petroleros profundicen en las tecnologías de producción, para un buen gerenciamiento de los reservorios. Según palabras de Stephen Holditch, Director del Departamento de Ingeniería en Petróleo de la Texas A&M University[4], hay esperanza para varias generaciones de jóvenes ingenieros que pueden pensar en dedicarse a esta industria, ya que los hidrocarburos no han llegado ni por asomo al agotamiento. ■

[1] <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

[2] "Stepping on the Gas, por Daniel Yergin. *The Wall Street Journal*, 2 de abril de 2011".

[3] "Blueprint for a secure energy future", publicación de la Casa Blanca del 30 de marzo de 2011 http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/blueprint_secure_energy_future.pdf

[4] "The Increasing Role of Unconventional Reservoirs", en *The Future of the Oil and Gas Business*, por Stephen A. Holditch, 2003.

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



Los reservorios y los aspectos comerciales de los no convencionales

Por *Juan Domingo Moreyra*

En vista de que la demanda global de energía continuará aumentando y que gran parte de la oferta seguirá siendo aportada por los combustibles fósiles, las enormes fuentes de reservas que se encuentran en reservorios no convencionales deberán cubrir el faltante, especialmente con la ayuda de las nuevas tecnologías existentes y por desarrollarse, para una mejor viabilidad económica de estos proyectos

Los conceptos, comentarios y opiniones de este artículo tienen como objetivo ayudar a comprender y difundir más el desafío que tiene nuestra industria y provienen de un resumen de la recopilación de vasta información encontrada en la literatura publicada, de múltiples y diferentes experiencias realizadas en los países que tienen el mayor *know-how* del desarrollo de estas fuentes de reservas no convencionales, como así también de la visión y experiencia personal en la evaluación de productividades en reservorios de muy baja permeabilidad.

¿Qué son los reservorios no convencionales y en qué se diferencian de los convencionales?

Son reservorios de petróleo y gas de muy baja permeabilidad donde los fluidos son extraídos utilizando técnicas que pueden ser similares o diferentes a las que se emplean en los reservorios convencionales. En el caso del gas se ha desarrollado la mayor experiencia en areniscas, en los llamados *tight gas reservoirs* y, en la actualidad, también aportan una interesante producción los reservorios de carbonatos, llamados *tight oil reservoirs*, *oil and gas shales*, metano de carbón.

Sus características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el reservorio están muy cercanos y suelen ser los mismos.
- No se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El gas se almacenó por adsorción o compresión.
- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de testigos coronas, tanto en pozos verticales como horizontales.

Focalizándonos en el caso del gas específicamente, una de las tantas definiciones que tienen en cuenta factores físicos y económicos, es que “la permeabilidad efectiva deberá ser menor de 0,1/0,05 md” y de acuerdo a la ley de Darcy, la producción de los reservorios no convencionales viene dada:

$$Q_g = K \cdot h_p \cdot (P_{ws} - P_{wf}) / 141.2 \beta \mu [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S]$$

Donde:

K: permeabilidad efectiva al gas

h_p : espesor permeable

P_{ws} : presión del reservorio

P_{wf} : presión de fluencia

β y μ : factor de volumen y viscosidad del gas a la presión media

r_e y r_w : radio de drenaje y radio del pozo

S: daño

Teniendo en cuenta esta ecuación en reservorios profundos y con alta presión, siendo la permeabilidad (K) muy baja, del orden micro al nanodarcy, las únicas variables que nos permiten incrementar la producción (Q_g) son:

- Incorporación de mayor espesor permeable en condiciones de almacenar y aportar fluido (h_p).
- Un fuerte incremento en el radio efectivo del pozo.

$$r_{we} = r_w \cdot e^S$$

Es por eso por lo que otra forma de definir un reservorio de gas no convencional es la siguiente: “No puede producirse volúmenes económicos de gas si no se estimula el reservorio, en pozos verticales u horizontales, con uno o varios tratamientos intensos de fracturación hidráulica, con múltiples fracturas, que expongan mayor cantidad de espesor permeable a producir”.

Tanto la fractura hidráulica como el pozo horizontal tienen la ventaja de interceptar, vincular y coleccionar de zonas aisladas generadas por las heterogeneidades verticales y laterales, pero es la mencionada en primer término la

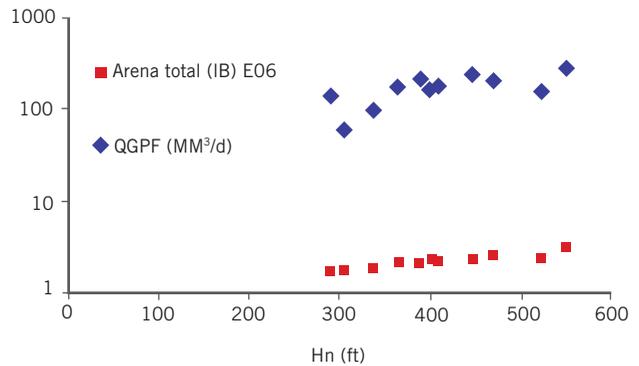


Figura 1. Producción vs. espesor neto fracturado

que permite hacerlo más eficientemente en ambas dimensiones en reservorios de estas características petrofísicas.

La figura 1 es una muestra de lo explicado anteriormente, una serie de pozos fracturados donde puede verse que la producción posfractura hidráulica incrementa de manera proporcional al espesor neto permeable y a la cantidad de agente de sostén colocado en formación.

El inconveniente que se nos presenta es que en la medida en que los valores de K son más bajos y los espesores son mayores, los costos para colocar en forma efectiva ese agente de sostén son mayores y los rendimientos en productividad no aumentan en proporción. Esto ha obligado a la industria a buscar respuestas que permitan mejorar estos rendimientos con nuevas metodologías operativas, para la aplicación de la técnica.

¿Por qué se pone ahora el foco en ellos?

Las demandas de energía continuarán creciendo en el futuro y una gran parte de la oferta seguirá siendo aportada por los combustibles fósiles. Dado que las fuentes convencionales no serán suficientes: las enormes fuentes de reservas existentes en reservorios no convencionales deberán cubrir el faltante, especialmente con la ayuda de las nuevas tecnologías desarrolladas y las que se necesitarán seguir desarrollando a futuro, para acercarnos más a la viabilidad económica de estos proyectos.

Desde lo tecnológico, en donde mucho se ha avanzado y será necesario seguir trabajando, se destacan:

1. Técnicas y metodologías especiales para la evaluación de formación.
 - Registros de pozos para determinar la continuidad vertical y horizontal del reservorio (herramientas de imagen microeléctricas que permitan identificar zonas con fracturas naturales, para optimizar las zonas a punzar y, por ende, un mejor control de las fracturas hidráulicas).
 - Mejoras en las técnicas y herramientas que permitan evaluar (cálculos del TOC de relaciones determinadas de testigos coronas, capacidad de almacenamiento de metano y otros gases, cómputo del GIP libre y adsorbido vs. la profundidad, cómputo de la porosidad corregida del registro de densidad, cómputo del CEC, estudios de mecánica de las rocas y la presión poral, para determinar condiciones de estrés y estabilidad de la pared del pozo con la profundidad, cálculo de saturación de agua y su correlación, etcétera).

- Determinación de las propiedades geomecánicas de la roca de testigos coronas y la calibración del modelo petrofísico de los registros.
2. Nuevas metodologías en el campo de la ingeniería de estos reservorios.
 - Alternativas efectivas en costo para la evaluación de datos.
 - Integración de fuentes alternativas de datos (*mud logging* avanzado, información de UBD).
 - Introducción del uso de la tecnología de *Data Mining* desde el inicio de los proyectos.
 3. Tratamientos masivos y multitratamientos de fracturación hidráulica.
 - Mejor aprovechamiento del conocimiento de las propiedades geomecánicas utilizando el modelo petrofísico para la selección de zonas y el diseño de los tratamientos.
 - Incremento del número de etapas con una mejor gestión y reutilización del agua de fractura.
 - Menor tiempo para completar el pozo con múltiples etapas.
 - Mejoramiento de productos y aditivos, con una mayor recuperación de fluidos, mejor limpieza y menor devolución de agente de sostén.
 - Mejoramiento del mapeo vertical y del desarrollo de la fractura con las técnicas de microsísmica (*micro-seismic zapping*).
 4. Tecnología de perforación horizontal, combinaciones con multifracturas y perforaciones en balance/desbalance (UBD) de apoyo.
 - Avanzados RSS y motores de fondo.
 - Tramos horizontales más extensos y pozos multilaterales en el reservorio.
 - Sistemas de terminación a pozo abierto.
 5. Tecnología en el campo de los petróleos pesados (inyección de vapor, inyección de agua por ciclos pulsantes, etcétera).

La Argentina, con el crecimiento sostenido del país y de la demanda de energía para sostenerlo a futuro, sumado a la depleción de los reservorios de alta y media permeabilidad que aportan la producción de gas y petróleo, no es ajena al comportamiento mundial. Por esto es necesario focalizar estas fuentes de energía para soportar dicha demanda, para lo cual se requiere un cambio inmediato en las políticas dirigidas a fomentar la detección e incorporación de nuevas reservas y que permitan acompañar e intensificar las estrategias de exploración, delimitación y desarrollo de estas por parte de las compañías operadoras del país.

¿Cómo se encara el *reservoir management* para que los proyectos sean viables?

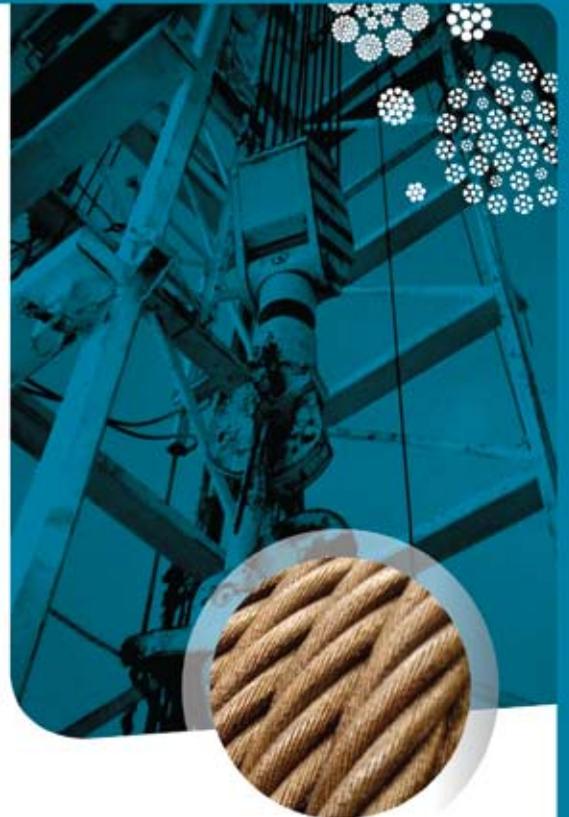
Dado que la explotación de estos recursos está en la zona de inviabilidad económica en la mayoría de los

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



www.iph.com.ar





a. marshall moffat®

Since 1952

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

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

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



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

INDURA
Ultra Soft

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

países que se desarrollan, la presencia de los Estados con políticas impositivas y de fomento eficaces, complementa la reducción de costos que permiten alcanzar los nuevos desarrollos tecnológicos y permite alcanzar la viabilidad económica y hacerla sustentable en el tiempo. Sin embargo, es fundamental tener en claro las diferencias en este aspecto, entre nuestro país y los países desarrollados, que han podido hacer viable la explotación, especialmente los Estados Unidos y el Canadá, en algunas cuestiones fundamentales como son:

- Desarrollo y disponibilidad de la tecnología mencionada anteriormente in situ, capacidad de equipamiento y logística de apoyo necesaria.
- Leyes impositivas, reglas y normativas claras por parte de los respectivos países.
- Existencia de un mercado sustentable de varias décadas en la explotación de estos proyectos y perspectivas a largo plazo de su evolución en función de la demanda.
- *Know-how* acumulado en los años de desarrollo.

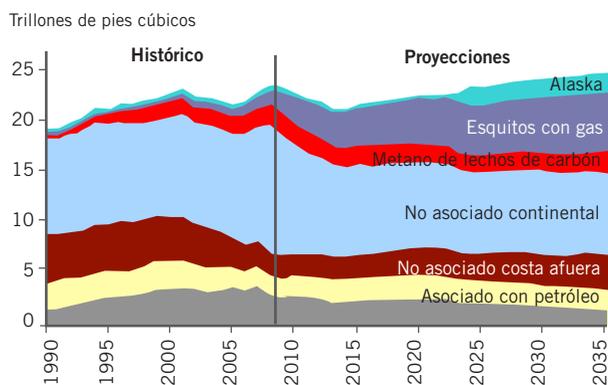


Figura 2. La producción de *shale gas* en Alaska compensa la declinación en el suministro para atender el crecimiento del consumo, reduciendo las necesidades de importación

Si bien en algunos de los proyectos piloto encarados por operadores en nuestro país se ha contado con una oferta tecnológica aceptable para empezar a llevarlos a cabo, algunas de ellas no siempre están disponibles en el país, dado que para que eso suceda debe haber un mercado comprobado y hoy solamente está en potencial, no existe en la práctica y debe ser desarrollado.

Una mayor oferta en capacidad y logística estará disponible en función de que el mercado deje de ser potencial y esto tendrá su incidencia en los costos de los servicios y productos, que hoy está teniendo para los pilotos en marcha. Sin embargo, será muy difícil que se logre aproximar a los costos obtenidos en los países mencionados.

Particularmente creo que existe un gran desafío en una parte de equipamiento y productos necesarios que podrían llegar a ser abastecidos por la industria nacional, ayudando de esta forma a alcanzar costos más competitivos para el mercado por desarrollar, una vez que las evaluaciones preliminares hayan terminado.

Recordemos que la mayoría de la experiencia en este tipo de proyectos es incorporada mediante diferentes formas (preparación de equipos capacitados, empresas multinacionales socias en los proyectos, compañías de

servicios, consultores internacionales, etc.), principalmente del *know-how* obtenido en los países mencionados.

En todo el proyecto, es fundamental remarcar los siguientes puntos que son aplicables a las diferentes etapas:

- Toda la inversión por realizar en esta etapa en el uso y aplicación de tecnologías como las mencionadas que permitan caracterizar geológica y litológicamente en forma estática y dinámica, tienen una importancia extra, en función de delimitar bien los espesores en condiciones de almacenar/aportar fluidos y su distribución areal.
- La perforación en OBD en este tipo de reservorio, a menudo, presenta problemas de pérdida de circulación, con fluidos convencionales. Por lo que estos deberán ser previstos con tecnologías de fluidos especiales de perforación que permitan ser recuperados en un porcentaje elevado, con el consiguiente aumento de los costos y potenciales problemas de pozo. Por otra parte, sabemos que las características de estos reservorios (muy baja permeabilidad, potencial hinchamiento y migración de arcillas, acción de la capilaridad, etc.) contribuyen a la potencial generación de daño en las operaciones de perforación y cementación, lo que aumenta los riesgos de una evaluación no muy eficiente con registros de pozo abierto y en la terminación, especialmente en las etapas de exploración y delimitación.

Para ayudar a comprender y poder alcanzar un modelo predictivo en estos reservorios es fundamental comprender la dependencia entre los datos estáticos y los dinámicos.

La posibilidad de realizar estas primeras perforaciones con tecnología NBD o UBD es muy interesante, permite evaluar dinámicamente sin afectar la muy baja permeabilidad existente, complementando la idea de distribución y calidad del espesor atravesado, especialmente en casos de existencia de fisuras naturales, información fundamental en el momento decidir la terminación. Recordemos que muchos de estos reservorios se encuentran en la clasificación de "geopresurizados" y las condiciones de geopresión plantean comportamientos dinámicos diferentes a los convencionales, en tiempos de evaluación y de producción que es necesario conocerlos. Especialmente en el caso de formaciones generadoras que pueden producir fluidos, donde la geopresión, su distribución y la gestión durante estas etapas son fundamentales. Existe buena experiencia en los Estados Unidos y en la Argentina de su utilización desde este punto de vista.

- Teniendo en cuenta que una de las soluciones tecnológicas que han permitido lograr productividades, ha sido la combinación de pozos horizontales con múltiples tratamientos de fracturación hidráulica, la posibilidad de bajar los tiempos de perforación

Formación	Tramo perforado	ROP (m/hs)	Tiempo (días)	Trépano	Densidad del lodo
Punta Rosada	3300/3846 8 1/2"	2,5 5	15	Trícono	PHPA 1210 g/l
Molles	4000/4300 6"	1,3 2,7	8	Trícono	PHPA 1170 g/l



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com

perforando NBD o UBD, aprovechando las mayores velocidades de penetración, que da la combinación con los avances tecnológicos de trépanos y fluidos de perforación, en la etapa del gran desarrollo, es una aplicación de lo no convencional, destinada a buscar menores tiempos y menores costos. En el siguiente cuadro podemos ver datos concretos de pozos verticales perforados en UBD en las formaciones Punta Rosada y Molles de la cuenca Neuquina, de unos cuantos años atrás.

El aspecto de la terminación y la estimulación

Si tenemos en cuenta lo dicho anteriormente, todos estos pozos deberán ser estimulados y la mayor experiencia histórica en este campo se tiene con los tratamientos de fracturación hidráulica en pozos verticales y horizontales en las últimas décadas, en múltiples etapas, por lo general.

El objetivo es colocar la concentración de agente de sostén necesaria en el mayor espesor productivo posible y en la mayor longitud posible compatible económicamente, tratando de minimizar su ubicación en zonas improductivas, esto genera un incremento del radio efectivo de producción del pozo vertical.

Siendo esta una técnica convencional muy efectiva utilizada en la industria desde hace mucho tiempo, ha evolucionado tecnológicamente en muchos de los siguientes aspectos:

- Diagnóstico y diseño de aplicación, predicción de comportamiento, seguimiento y monitoreo en línea.
- Materiales y fluidos (agentes de sostén, polímeros, surfactantes, reductores de fricción, etcétera).
- Equipamiento, accesorios para su aplicación y ejecución.
- Evaluación y caracterización de los sistemas generados (*Micro-seismic mapping*).

De esta forma podemos decir que estamos en condiciones de conocer, con la aplicación de la tecnología adecuada, cuál es el resultado final de nuestro tratamiento ubicado en el reservorio, para que la evaluación final de su buena o mala productividad sea adjudicada a las causas que realmente la generan.

Como decía anteriormente, muchas de las necesidades de información en este campo deben ser satisfechas desde la perforación, terminación de los pozos verticales exploratorios y de delimitación, especialmente estos últimos.

Esta información tiene que ver con la distribución de los esfuerzos máximos y mínimos en el plano horizontal, para permitir conocer la orientación de la extensión de la fractura, las propiedades geomecánicas de la columna de interés y la distribución del espesor neto permeable, muy especialmente su relación con el espesor bruto de la formación (hp/hb), ya que esto nos dará una idea de las zonas por seleccionar para realizar uno o múltiples tratamientos.

Una de las limitaciones que se han tenido en el pasado y se tienen aún hoy para alcanzar el éxito de muchos tratamientos en pozos verticales, ha sido el pobre rendimiento en extensión de la longitud de fractura creada y más aún la empaquetada respecto a las de diseño, debido a problemas de contención del crecimiento del alto de fractura.

Muchos operadores han logrado mejoras a estos problemas trabajando en los siguientes aspectos:

- Optimización del conocimiento y uso de la distribución de propiedades mecánicas.
- Usos de fluidos de menor viscosidad y menor poder de rompimiento.
- Nueva generación de agentes de sostén de baja densidad.
- Optimización de los caudales de trabajo.

Pero el avance más importante se dio en la combinación de la técnica de perforación horizontal con múltiples

MARTELLI ABOGADOS

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



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



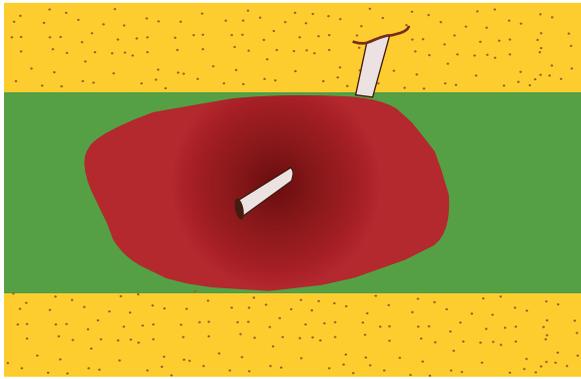


Figura 3. Fractura transversal al eje del pozo horizontal

fracturas hidráulicas (figura 3). Esto ha permitido sin ser igual, generar un nuevo sistema productivo en el reservorio que mejora el radio efectivo del pozo vertical y el área de drenaje, con una “pseudolongitud” colectora mayor, con varias fracturas ortogonales o transversales al eje del pozo, quizás con las mismas limitaciones mencionadas anteriormente, pero con otros requerimientos en geometría, como puede verse en la figura 4, conjuntamente con una idea de las mejoras teóricas en productividad.

Estos sistemas combinados (pozos horizontales-múltiples etapas de fracturas ortogonales/transversales), si bien tienen la ventaja de ampliar las áreas de drenaje de estos proyectos, a diferencia del pozo vertical fracturado, exigen que la fractura trabaje en producción, con una pérdida de energía en la conexión con el pozo, pseudodaño que es función de la relación entre el alto o radio de fractura empaquetado y el radio del pozo (H_f o R_f / r_w), y del caudal de producción en cada una de la fracturas realizadas, tal como puede verse en la figura 5, para un pozo horizontal con muy baja producción de gas.

Es importante tener en cuenta este efecto acumulado en múltiples etapas, por lo que será necesario tener presente la necesidad de maximizar la concentración de un agente de sostén de excelente calidad en la fase final de cada tratamiento. De este modo se asegura una conductividad excelente, quizás no necesaria en el resto de la geometría colectora, que permita minimizar este efecto, que disminuye la mejora en el incremento de radio efectivo total del sistema, pero que aun así sigue siendo muy importante.

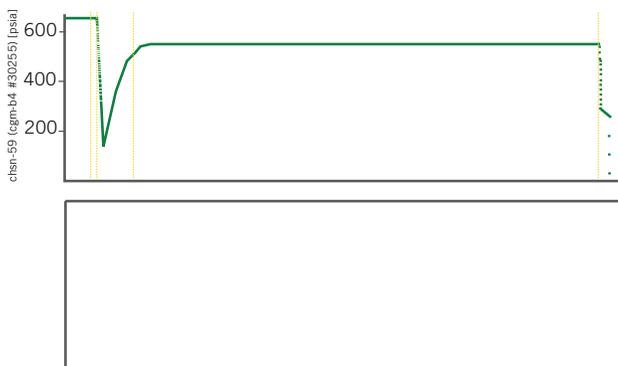


Figura 5. Presión (psia). Caudal de gas (Mscf/D) vs tiempo (hr)

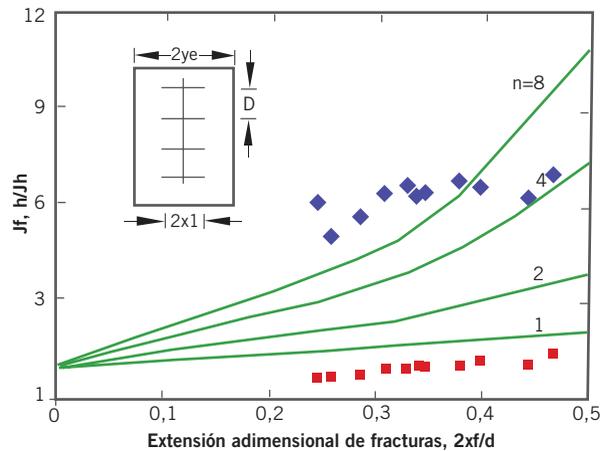


Figura 4. Cantidad de fracturas transversales

Esto nos exige analizar muy bien el tipo de fluidos para el tratamiento, no sólo desde la potencial interacción con el reservorio, sino también desde su capacidad de transporte.

Este tipo de reservorios tiende a tener altos caudales iniciales, donde tendríamos la mayor incidencia y declinan fuertemente entre un 70 u 80% al cabo de un año.

Hoy en día las nuevas tecnologías de terminación de pozos verticales y horizontales han avanzado en:

- Diferentes etapas de punzados, fracturación y aislamiento con taponeros reperforables, de materiales especiales.
- Diferentes etapas con distintas metodologías de punzado, fracturación y aislamiento y limpieza, disponibles con los avances de la tecnología de aplicación del *coiled tubing*, en las diferentes técnicas y metodologías ofrecidas por las distintas compañías de servicios.
- Sistemas de terminación, entubamiento y aislamiento en pozo abierto, sin cemento, con camisas que permiten aplicar múltiples etapas, especialmente en pozos horizontales.

En función de esos avances, lograron menores tiempos y alcanzaron una mayor celeridad operativa con mayor precisión y eficacia en las terminaciones de pozos con múltiples etapas, lo cual permite desarrollar estrategias de perforación de un gran número de pozos, esto es y será una de las características más notorias para movilizar este tipo de reservas.

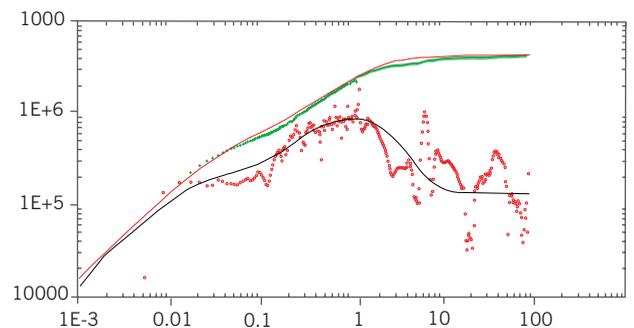


Figura 6. Gráfico logarítmico $m(p)-m(p@dt=0)$ y su derivada (psi^2/cp) vs. dt (hr)



KAMET
CALZADO de SEGURIDAD

**CALZADO de
SEGURIDAD**

producto argentino 



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

¿Cuál es la estrategia de desarrollo de estos prospectos?

El desarrollo de estos yacimientos seguirá siendo con muchos pozos, seguramente ubicados en locaciones múltiples, que permitan minimizar no solamente el impacto medio ambiental, sino que la programación con sistemas de pozos verticales y horizontales fracturados da la posibilidad de establecer una logística de tipo serial para las diferentes etapas del proceso de construcción del pozo.

En todo caso, cabe destacar el concepto de "espaciamiento". Este punto está ligado a la forma y orientación de las áreas de drenaje de los sistemas generados. Ya sea un pozo vertical fracturado donde los espaciamientos que se mencionan están en el orden de los 10 acres para estos reservorios, o un pozo horizontal con múltiples fracturas transversales, orientado a 90° respecto de la orientación de las fracturas.

Estas áreas tienden a ser de forma elíptica alrededor de las fracturas, y si bien se mejora la magnitud del área barrida con los nuevos sistemas, seguiremos teniendo, formas *elongadas* que nos obliguen a orientar los pozos en una dirección perpendicular a la orientación de la fractura y a utilizar distanciamiento entre pozos menores en la dirección perpendicular al eje del pozo horizontal.

Finalmente, es fundamental el análisis de la respuesta en producción de los pilotos que se desarrollen, especialmente de los pozos testigos, para poder ajustar mejor

el modelo de desarrollo final y el área efectivamente en drenaje por el sistema. ■

Siglas

GIP: *Gas in place*
TOC: *Total Organic Concentration*
CEC: *Cationic Exchange Capacity*
UBD: *Under Balance Drilling*
NBD: *Near Balance Drilling*
OBD: *Over Balance Drilling*
hp: *Espesor permeable neto*
hb: *Espesor bruto involucrado*
Hf: *Alto de fractura*
Rf: *Radio de fractura*
rw: *Radio del pozo*

Juan D. Moreyra es ingeniero químico de la Universidad Nacional del Litoral (Santa Fe) e ingeniero de reservorios por el Instituto del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es consultor internacional independiente (JMCons.) y se ha desempeñado en San Antonio International en las áreas de E&T, reservorios, well testing, fractura hidráulica, evaluación de pozos horizontales y perforación en desbalance, entre otras funciones. Previamente trabajó en YPF. Dicta seminarios en el área de well testing y es autor de numerosos trabajos en las áreas mencionadas.



NORPATAGONICA LUPATECH

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

REVESTIMIENTOS DE CAÑERIAS

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

SERVICIOS

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





FUNDIDA

FORJADA

Válvula API 6A 7.1/16" 10.000 WP

CLASE EE- TEM U- PSL3-PSL3G-PR2

Línea completa de válvulas de 2 1/16" a 7 1/16" - 10.000 PSI
Fundidas o Forjadas
Accionamiento manual o actuado.

PRODUCTOS PARA GAS, PETRÓLEO y PETROQUÍMICA.

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

Estrada 180 (1661) Bella Vista Pcia Bs As



La experiencia en el país

Dos de las empresas que trabajan con recursos no convencionales en la Argentina explican sus procedimientos

La tecnología de punta como factor clave

Por el Centro de Excelencia de Shale Gas/Oil, de Schlumberger

A través de su centro de investigación multidisciplinario, la empresa analiza todo el proceso, desde la exploración hasta la producción

En vista de la compleja tecnología que precisa la extracción de hidrocarburos no convencionales, Schlumberger optó por crear en Buenos Aires un centro de investigación como ya tiene en otras partes del mundo, y que aquí se llama Centro de Excelencia de Shale Gas/Oil, el primero en la región.

Según sus responsables, se trata de “un centro de conocimiento en vivo” o un “espacio de colaboración donde los expertos trabajan con sus clientes para enfrentar los desafíos inherentes a la extracción de hidrocarburos de las formaciones de *shale gas* en el país”.

En todo caso, el propósito es dar soluciones técnicas a las necesidades que se van presentando, con el fin de “maximizar la producción de los yacimientos y reducir el

tiempo de comercialización”. El centro integra el análisis de perforación direccional, petrofísica, geoquímica, geomecánica, análisis de coronas y testigos laterales; terminación, estimulación y testeado de producción.

Según Schlumberger, “las reservas no convencionales requieren de soluciones no convencionales”. Por ello, se ejecutan evaluaciones técnicas para determinar intervalos útiles, su productividad, el diseño de la estimulación, las prácticas de puesta en producción, el diseño de las instalaciones, el distanciamiento entre pozos y la evaluación de reservas.

Esto incluye la prospección sísmica a escala 3D y análisis de los atributos sísmicos de superficie, mediciones a escala de pozo de propiedades mecánicas de la roca, análisis de muestras en laboratorio para evaluar las propiedades mecánicas, geoquímicas y petrológicas del reservorio, un sistema de clasificación para dividir los reservorios de *shale* basado en el análisis de fracturas y la composición mineralógica (*N-dimensional cluster analysis*), para el muestreo adecuado de formaciones heterogéneas. Se involucra, además, la integración de registros de coronas, testigos laterales y modelos geomecánicos; tecnologías de perforación direccional para una ubicación precisa del país y en la mejor sección del reservorio y servicios de monitoreo de fracturas hidráulicas con microsísmica (StimMAP).

Además, modelos a escala del yacimiento utilizando el *software* Petrel (y sus aplicaciones específicas como Mangrove) para representar rápidamente la información de las propiedades del yacimiento, tales como la geometría y la densidad de las fracturas naturales e hidráulicas, la estruc-

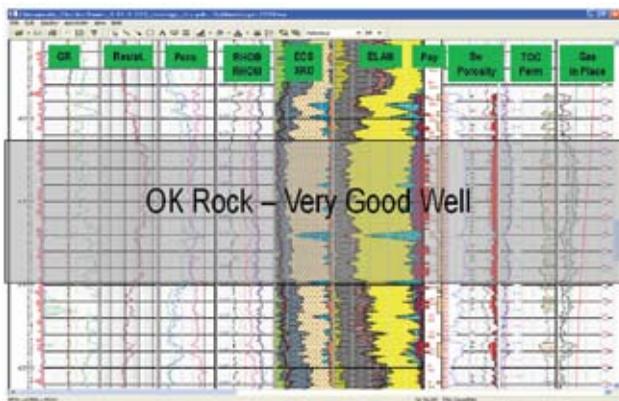
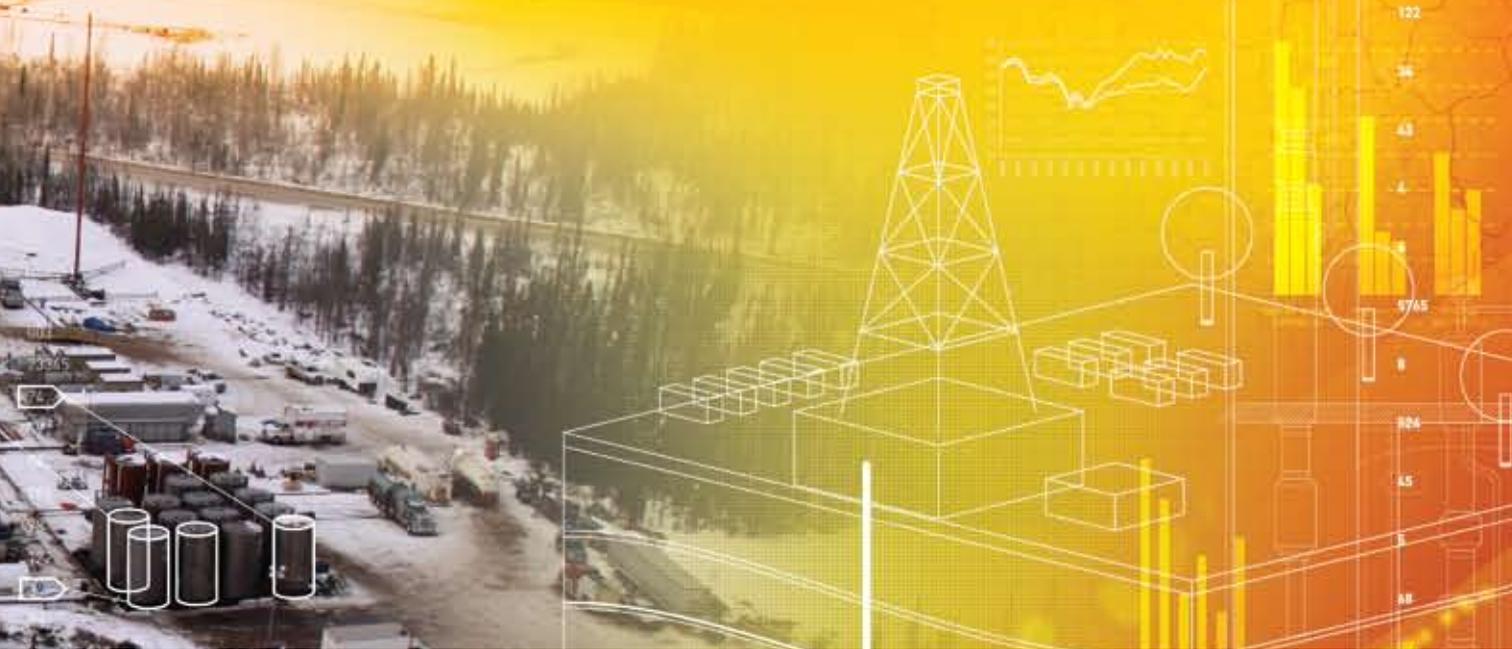


Figura 1. Indicador de *shale gas*

tura, las fallas y la estratigrafía para simular las características de los flujos dinámicos y pronosticar producción; el agotamiento y la recuperación total del gas.

Según los expertos del Centro, a la hora de evaluar un yacimiento de *shale* existe un enorme número de parámetros que deben tenerse en cuenta a diferencia de un yacimiento convencional: madurez termal; mineralogía, descripción de fallas y fracturas; riqueza orgánica (TOC), matriz de permeabilidad, cantidad de gas in situ y la identificación de las formaciones adyacentes de agua. La empresa aplica allí un flujo de trabajo llamado *Shale Gas Advisor*, cuyo resultado final se ve en la figura 1.

De esta manera se integran al flujo de trabajo interpretaciones sísmicas y atributos; imágenes de pozo interpretadas; datos de coronas y testigos laterales; datos microsísmicos para construir modelos de yacimientos y redes discretas de fractura que luego serán convertidos a modelos de yacimientos de doble porosidad para su simulación numérica. La aplicación de estos flujos de trabajo en estudios de yacimientos han revelado importantes características y provisto un mejor entendimiento de los reservorios. De este modo se capturan las características esenciales de los reservorios y se ofrece en forma cuantitativa la plataforma para optimizar la producción de los *shales*. Si sale bien, los resultados del *Shale Gas Advisor* darán los parámetros necesarios para la selección de la estrategia de terminación, diseño de la fracturas hidráulicas y la predicción de la producción.



Figura 2. Barnett Shale Gas Fractura en Barnett Shale: para la estimulación de una etapa, se utilizaron más de 100 tanques de agua

Figura 3. Trabajos multidisciplinarios. Nuevos enfoques para la caracterización de yacimientos, pronósticos de producción, ubicación, perforación y terminación de pozos para la explotación de las reservas de *shale gas*.

Equipo multidisciplinario

Para desarrollar todas estas actividades, el Centro está integrado por un equipo multidisciplinario de profesionales especializados en yacimientos no convencionales, en las tecnologías aplicadas a ellos.

Con mapas de exploración, perfiles de riesgo, tamaño esperado del reservorio y la probabilidad de éxito, se procede a planificar e implementar programas piloto para la evaluación y estimación de reservas, diseño y optimización de la perforación, terminación, estimulación y programas de pruebas, así como monitorear y optimizar la producción.

Se dedican principalmente a la cuenca Neuquina, aunque han comenzado el análisis de prospectos en otras cuencas de la región.

El equipo trabaja con los diversos centros de excelencia que Schlumberger tiene en otros puntos, como Oklahoma, en relación a los yacimientos estadounidenses de Barnett, Marcellus, Fayetteville, Baken, Woodford, Lewis, Green River, y Haynesville.

“No sólo elaboramos proyectos en *shales*, sino que intentamos optimizar el flujo de trabajo a medida que avanzamos” aseguran.

“Hay que animarse a explorar”

Con un *know-how* afirmado en los Estados Unidos y Canadá, Apache fue de las primeras en dedicarse al *tight* en el país

Incurcionar en reservorios no convencionales implica un riesgo económico mucho mayor que en los convencionales. En la Argentina, una de las primeras en asumir ese riesgo fue Apache, que hace unos cinco años comenzó con *tight gas* y ahora ya está incorporando el *shale*.

“Tenemos una política de inversión muy agresiva y quizás por eso fuimos de los primeros acá”, explicó a *Petrotecnia* el Ing. Mariano Ruiz, director comercial en el país de la compañía estadounidense.

Quisieron aprovechar la experiencia de más de una década en los Estados Unidos y el Canadá en la producción de no convencionales y, como incentivo local, aprovechar el programa Gas Plus.

“Nuestro objetivo fue replicar aquí todo lo que tenemos en los Estados Unidos y en el Canadá, por ejemplo en la Horn River Basin, y aprovechar, desde el punto de vista tecnológico, toda nuestra *expertise* –explicó– ya que, según los análisis de nuestros geólogos, los yacimientos de aquí guardan mucha similitud con los que trabajamos allí”.

Con el programa Gas Plus, que permite acordar con clientes los precios de comercialización diferentes a los actuales y relacionados con la riesgosa inversión “que permitan el desarrollo sustentable” de la actividad en yacimientos no convencionales, por este motivo, Apache se volcó por completo al *tight gas* (gas en arenas compactas).

Actualmente extrae *tight* y desarrolla este programa en seis yacimientos de la cuenca Neuquina, donde produce unos 60 pozos (cuatro de ellos comercialmente activos en la actualidad). Y en cuanto al *shale*, está evaluando varios pozos exploratorios y otras formaciones para identificar el potencial de este gas en la mencionada cuenca.

Estimulación y liberación del gas

“Desarrollar reservorios no convencionales, hasta hace poco, ni siquiera era considerado viable, pero gracias a la combinación adecuada de tecnología y de incentivos económicos podemos hablar de una opción indispensable para los requerimientos energéticos del país” aseguró Ruiz.

Se refiere a la dificultad que presentaban inicialmente los reservorios de muy baja permeabilidad y de lutitas, rocas sedimentarias con gran cantidad de materia orgánica y partículas del tamaño de la arcilla que han sido “compactadas” hasta formar capas rocosas casi impermeables (entre 0,01 y 0,1 mD) y espesas (un espesor útil es de entre 15 y 90 m). Antes eran considerados improductivos, ya que el gas no podía ser liberado a la superficie. Se recurrió, entonces, a la fracturación hidráulica masiva, para poder liberar el gas almacenado en estos yacimientos.

La estimulación por fractura consiste en un proceso por el cual fluidos (principalmente agua) y arena son bombeados a alta presión para partir la roca y crear canales; esa arena es en realidad un compuesto de cerámicas sintéticas resistentes a la profundidad y a la presión, que funcionan

como soporte para mantener abiertos los canales creados, y permitir que el gas siga circulando y saliendo hasta el pozo.

El modo de trabajo de Apache se basa en que todo este procedimiento se coordina vía satélite con el servicio de la compañía de bombeo, el centro de comando de la operación en el sitio y el monitoreo de la fractura desde las oficinas centrales (en este caso, Buenos Aires y Houston, Texas).

Cada centro de comando tiene responsabilidades específicas y sigue en tiempo real el procedimiento con los datos de presión, caudal y concentración de arena. La experiencia de la empresa en otros países permite diagnosticar la evolución del proceso, explican.

Estos trabajos suelen involucrar a una cantidad importante de personal, como ejemplifica con un pozo del yacimiento La Calera, que fue una operación compleja que requirió de una inusual cantidad de equipamiento (camiones con equipos bombeadores, camiones para transporte, tanques de almacenaje para el fluido y la arena de fracturación) así como muchos otros equipos de servicio y apoyo.

En este caso, los testigos corona y testigos laterales rotados fueron enviados a laboratorios especializados en los Estados Unidos para los análisis específicos. Tras el resultado, uno de los pozos del yacimiento La Calera pasó a ser ensayado mientras otros dos del yacimiento Anticlinal Campamento en Neuquén producen gas a caudales relativamente estables desde finales de 2010.

Tight gas para Gas Plus

Por su propia naturaleza, las empresas de hidrocarburos asumen riesgos, “y eso hacemos: estamos realizando importantes esfuerzos para evaluar el potencial de los recursos no convencionales en la cuenca Neuquina, y aportamos mucha innovación en tecnología e ingeniería”, aseguró Ruiz.

Si a esa tecnología se la combina con una política de incentivos adecuada, “este tipo de proyectos puede convertirse en una opción indispensable para los requerimientos energéticos del país”, dijo.

Así fue que la extracción del *tight*, considerada hasta hace relativamente poco no viable, les resultó atractiva desde 2008 al combinarla con el Gas Plus para la parte comercial.

Con este programa, produce en los yacimientos Anticlinal Campamento, de Neuquén y Estación Fernández Oro, de Río Negro, cuyo destino es proveer, en forma combinada, un volumen de 1,5 millones m³d a la compañía generadora Central Térmica Loma de la Lata, “a US\$5 dólares el millón de BTU, cuando el precio regulado para generación eléctrica es de US\$2,68 para el gas tradicional”. Si bien la turbina de la central térmica no pudo comenzar a operar a tiempo, se les mantuvo el precio.

Por su parte, la extracción de los yacimientos Guanaco y Ranquil Co, también en Neuquén, tienen como fin alimentar a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) con unos 300.000 m³ de gas/día a US\$ 4.10 el millón de BTU por un año, desde 2010.

Esta diferencia de precios ayuda ya que la tecnología y el equipamiento que necesitan es costosa, asegura Ruiz. Y tiene que ser tecnología de avanzada porque implica operar en reservorios profundos, de muy baja porosidad y



¿POR QUÉ ESTARÁN QUEMANDO DINERO?

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

WARTSILA.COM



WÄRTSILÄ

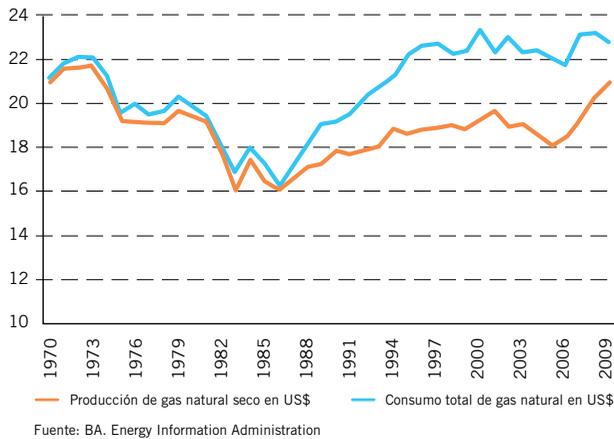


Figura 1. Producción y consumo de gas natural en Estados Unidos (tcf)

permeabilidad, y de muy complicada interpretación geológica y petrofísica.

Es el caso del yacimiento Estación Fernández Oro: en la formación Lajas Inferior los trabajos son a alta presión, y en pozos con areniscas profundas, de más de 3500 m.

Las reservas y continuidad del reservorio son difíciles de predecir y, a veces, los pozos perforados a corta distancia de un pozo productor resultan improductivos o de baja productividad.

Los procesos de estimulación como la fractura hidráulica y las multifracturas también son muy costosos (el costo promedio de perforación de un pozo de *tight* está entre US\$ 3,5 y 5 millones). A eso se suma la inversión en procesamiento y transporte, así como en esquemas de medición y producción independientes. La ayuda gubernamental al posibilitar este tipo de programas es indispensable y Ruiz estima que esta ayuda continuará.

Ahora, el shale

Los pozos de *shale* pueden ser aún mucho más caros. En este momento Apache lo intenta con un pozo que avanzará horizontalmente unos 1000 metros (al cierre de esta edición llevaban 600 perforados) en el que se usarán fracturas continuas aplicando similares técnicas y tecnologías que en los Estados Unidos, y que tendrá una inversión relacionada de US\$17 millones.

No por subirse al presunto *boom*, sino porque “la coyuntura nos lo permite”, explica.

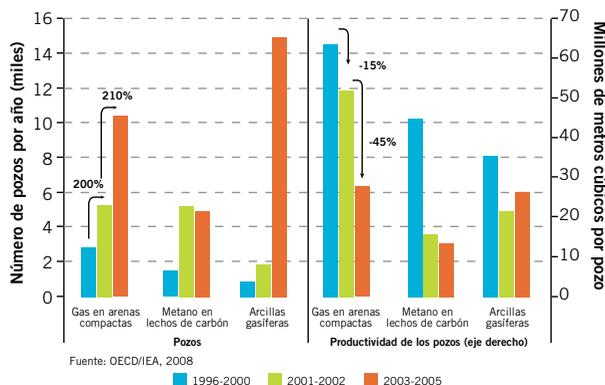


Figura 2. Pozos perforados por Apache en la Cuenca Neuquina

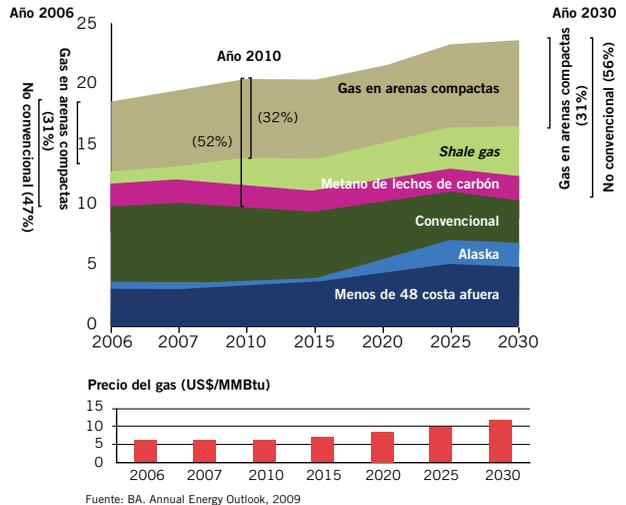


Figura 3. Producción de gas natural por fuente 2006-2030 (TCF)

Además de los paralelismos geológicos, Ruiz halla ciertas coincidencias en las condiciones que llevaron a los Estados Unidos a desarrollar los no convencionales, y la actualidad argentina: una demanda creciente que llevó a cortes circa 1970, momento en que comisiones del Congreso creadas ad-hoc comprendieron la necesidad de incentivos para explotar estos reservorios, con tecnología nueva.

En la figura 1 se nota el impacto en la producción: después de la década del ochenta, los Estados Unidos pasaron a ser superavitarios de gas natural. Al punto que en 2006 la matriz gasífera tenía el 47% de gases no convencionales, y en 2010 ya era del 52%. En ambos casos el *tight* compone el 31% y el *shale* va aumentando, comenta Ruiz.

Enseñanzas de la experiencia

Las lecciones que deja la experiencia en no convencionales, para el Director Comercial de Apache, incluyen las mejoras continuas que se aplican en varios pasos de los procedimientos.

A modo de ejemplo: en el desarrollo de la sísmica, si en un proyecto convencional (y no mucho más allá de 2005) se utilizaba un reprocesamiento 3D, ahora se utiliza el reproceso 3D focalizado en fallas. Si se utilizaba un modelo geológico estructural, al no convencional se le agregan fracturas asociadas a un patrón de fallas. Si en la experiencia era en pozos de 2500 a 2800 m de profundidad, hoy con los no convencionales se llega hasta los 3700 m. Hace unos pocos años se utilizaban fluidos convencionales, hoy se le adicionan surfactantes para una mayor recuperación de fluidos.

“Para cada etapa de la exploración y el desarrollo vamos empujando los límites tecnológicos y optimizando cada paso, para decidir mejor y más rápido, con más armas, lo que redunda en un mayor beneficio”.

No es tarea fácil, dice Ruiz, ya que cada pozo nuevo es significativamente distinto al anterior y, por ende, hay que aplicar procedimientos específicos por sus características. Además, requieren inversión en estudios, perforación y terminación de pozos, con costos que siguen en aumento (incluyendo los operativos).

Pero hay factores atractivos en sí, asegura, como el volumen de gas que se puede extraer. Superiores, si se compara con los remanentes de los convencionales. “Y la perspectiva es buena”, asegura. ■



- **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





Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología

Por Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez
Ab Energy Advisors, Galicia, España

Dr. Ing. Julio Vivas Hohl
Gemat Ingeniería, Neuquén, Argentina

Durante las últimas dos décadas se ha introducido una nueva técnica de fractura hidráulica que se realiza en formaciones no convencionales y que a pesar de constituir enormes depósitos de gas, sus características petrofísicas no permitían desarrollarlas en forma económica.

En efecto, dichas formaciones, conocidas como *shales* (esquistos), poseen enormes reservas de gas, pero hasta hace pocos años atrás no se había desarrollado una tecnología capaz de extraer estas riquezas en forma económica. En los Estados Unidos se ha estado aplicando este procedimiento, llamado *shale frac* a formaciones masivas de esquistos que contienen gas como la Marcellus Shale y la Barnett Shale, entre otras.

Ante la posibilidad de que operadores en la Argentina utilicen esta técnica en sus yacimientos en un futuro cercano, se realiza la presente publicación técnica con el propósito de explicar, en forma amena y sin generar gran complejidad con detalles de diseño y ejecución, la esencia de la metodología utilizada, sus fundamentos técnicos y el modo de aplicación a nivel operativo. Se presta especial atención en la extracción de gas de dichas formaciones

Si bien las reservas de gas existentes en los esquistos (*shales*) yacientes en las cuencas Mendocino-Neuquina (Fm. Vaca Muerta y Fm. Lajas, entre otras) y en la cuenca Santa Cruz Sur no son un descubrimiento reciente y su existencia es ampliamente conocida desde hace años, los precios incrementales del gas y la declinación natural por producción de las reservas disponibles actualmente, han derivado en un alto interés en explotar comercialmente el gas contenido en ellas.

Para explicar la metodología utilizada haremos una analogía con las formaciones Marcellus Shale y Barnett Shale. A pesar de ubicarse en diferentes zonas geográficas en comparación con las argentinas, la edad de formación y sus características principales son similares y servirán de modelo.

Para tener una idea de la importancia adquirida por estas formaciones, en los Estados Unidos se estima que las reservas recuperables totales de gas contenido en reservorios de muy baja permeabilidad alcanza los 175 TSCF (5×10^9 KSMC) (2003 *National Petroleum Council*). En 2006, la producción estadounidense de gas proveniente de reservorios de muy baja permeabilidad alcanzaba los 3,2 TSCF/año, lo que representaba un 15% de la producción total de esa nación y su crecimiento se estima que llegará hasta los 6,8 TSCF/año hacia el 2025. A pesar de las enormes reservas, solo una pequeña fracción de ellas podría recuperarse si no se aplican métodos adecuados de fractura hidráulica.

Los horizontes productivos se hallan a profundidades variables, entre los 1500 y 3800 mbbp. La producción de este tipo de reservorios comenzó en los inicios de la década de 1980 cuando *Anadarko* hizo sus primeros trabajos en el área de Golden Trend en Oklahoma (EE. UU.).

Actualmente el desarrollo de esta tecnología está más aplicada a campos *onshore* (en tierra) que *offshore* (costa afuera), debido principalmente a la cantidad de equipos de mezcla y bombeo requeridos para cada operación y a la escasez de barcos estimuladores en cantidad suficiente como para desarrollar un campo de estas características en *offshore*.

Características generales de las formaciones *shales* y *tight sands* (arenas compactas)

Shales (esquistos)

Se conoce como *shale* a una formación que originariamente fue una acumulación de capas de arcilla o lodo y que debido a las diversas circunstancias geológicas, fue comprimida y dio origen a una roca sedimentaria de grano muy fino.

La Marcellus Shale se formó en el Devónico Medio, hace unos 380 millones de años. Durante ese tiempo, el material orgánico encerrado en la formación fue descomponiéndose formando metano y otros gases asociados. Hace unos 300 millones de años, la presión de ese gas confinado en los espacios porales de la roca, causaron fisuras y formaron los esquistos (*shales*). Estas fisuras –o porosidad secundaria– tienen una dirección preferencial, que en este caso particular es noreste-suroeste y constituye un dato fundamental cuando se planifica la perforación de un pozo altamente desviado u horizontal que atraviese dicha formación. La figura 1 nos muestra el aspecto de la Marcellus Shale.

La matriz no fisurada de la formación tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja ($\sim 10^{-5}$ mD), lo que constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El gas migra a través de las fisuras, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, por algún método mecánico, para poder alcanzar un caudal de producción suficientemente alto como para que el proyecto sea económicamente viable.

Alrededor del 75 al 80% del gas recuperable se ubica en el “núcleo” de esta formación, en el estado de

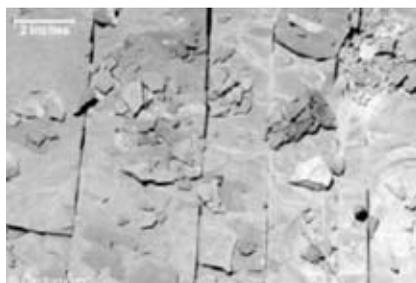


Figura 1. Aspecto de la Marcellus Shales

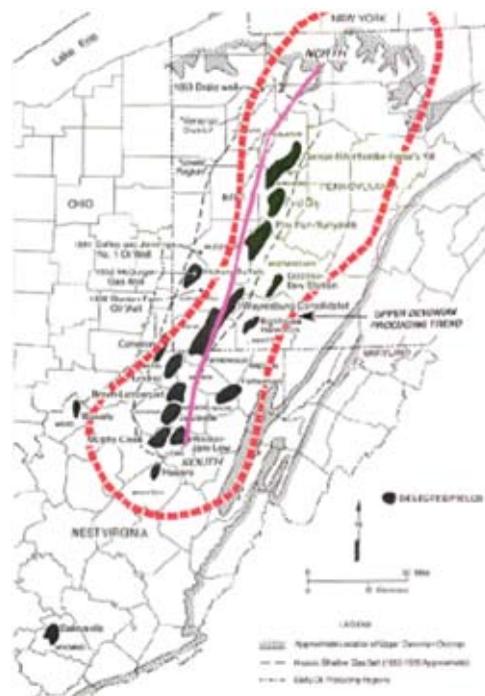


Figura 2. Ubicación geográfica de la formación Marcellus Shale

Pennsylvania (figura 2). La profundidad media de esta formación varía entre 150 y 3300 m.

La Barnett Shale es un reservorio de permeabilidad ultra baja (entre 5×10^{-4} y 7×10^{-5} mD), naturalmente fisurado, formado por depósitos de organismos marinos de la Era Missisipiana que yace en forma no-conformada sobre roca ordovícica (*Viola Limestone del grupo Ellenburger*). Tiene un espesor de entre 80 y 250 metros en el núcleo, en el yacimiento Fort Worth. El núcleo presenta alguna fisura natural y se encuentra sobrepresurizado, lo que ocasiona un crecimiento complejo de una fractura hidráulica inducida.

Aquel lector interesado en este artículo, pero no versado en Geología, puede asimilar este tipo de formaciones con las lajas que acostumbra a utilizarse en construcción como ornamentación o para recubrir superficies, como veredas. Dichas lajas, conocidas comúnmente como “pizarras”, se colocan unas sobre otras pegadas por material cementante arcilloso que las mantiene unidas a nivel formación. Cuando se las separa, en canteras a cielo abierto, se despegan a lo largo de planos preferenciales. Imagine ahora dicha estructura colocada a gran profundidad en la cual las fisuras representan

las vías de escape del gas contenido dentro de la roca. Para poder alcanzar ese gas es necesario romper la roca y conectar esas fisuras con el pozo.

Tight sands (arenas compactas)

Contrariamente a las *shales*, las arenas compactas son formaciones compuestas principalmente por areniscas muy finas, normalmente de origen marino, con porosidades primarias menores al 10% y permeabilidades menores a 0,1 mD. Obviamente, el gas contenido en este tipo de rocas, al carecer estas de porosidad secundaria (ausencia de fisuras) tiene muy pocas posibilidades de alcanzar el pozo si no se fractura hidráulicamente la formación. Esta es la razón por la que los pozos gasíferos situados en los yacimientos Loma de La Lata y Lindero Atravesado, entre otros, deben fracturarse con operaciones masivas (MHF), utilizando diversos métodos de iniciación y diversión de la fractura, como la entrada limitada, por ejemplo.

Justificación de la fractura y consideraciones de diseño

El principal objetivo de realizar un tratamiento de estimulación en este tipo de reservorios es obtener un caudal suficientemente alto de gas que permita la explotación económica.

En pozos de crudo, la fractura hidráulica tiene el propósito no sólo de incrementar el área de flujo, sino de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el crudo desde el reservorio hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe tener anchura, ya que debe conducir un fluido viscoso a lo largo de esta a una determinada velocidad con una caída de presión mínima.

En el caso de pozos de gas, como carecen de alta viscosidad, ya que su valor es varios órdenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud –o penetración horizontal– de la fractura. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar puede llegar a ser del orden de 10^6 o mayor.

Pozos horizontales vs. verticales con fractura hidráulica

Los espacios porales que contienen estas rocas no son suficientemente amplios como para generar un movimiento masivo de las moléculas de gas contenidas en su interior. Como se mencionó en el párrafo anterior, es necesario hacer uso de una metodología alternativa para producir este gas.

Los esquistos pueden contener fracturas naturales (fisuras) que permiten el movimiento del gas. Estas fallas son producidas por efecto combinado de la presión ejercida por las rocas superiores y el tectonismo natural de la corteza terrestre. De esta manera ha sido frecuentemente extraído el gas natural de formaciones fisuradas. No obstante, en los últimos años, ha habido un crecimiento de la extracción de gas de rocas sin fisuras o levemente fisuradas, mediante la creación artificial de un canal conductivo.

La construcción de un canal de gran longitud horizontal puede derivar actualmente de dos técnicas diferentes, a saber:

- Pozos horizontales, los cuales son fracturados –o no– a posteriori.
- Pozos verticales con fractura hidráulica.

Pozos horizontales

Este tipo de pozos es utilizado en forma masiva en esta clase de reservorios. Desde la década de 1980 han sido perforados en el Devónico y, si bien resultaron ser un éxito en su momento, actualmente muchos de ellos se consideran ineficaces ya que su producción no alcanza caudales económicamente viables.

El inconveniente de los pozos horizontales se resume a que de acuerdo a estudios realizados (PhD M. Economides y otros), para que un pozo de este tipo acumule la misma producción que uno vertical con una fractura de longitud similar a la del pozo horizontal, el contraste de permeabilidad vertical (k_v) vs. permeabilidad horizontal (k_h) del reservorio no debe ser menor a 1,33 (figura 3), es decir:

$$\frac{k_v}{k_h} \geq 1,33 \quad \text{ó} \quad k_v \geq 1,33k_h$$

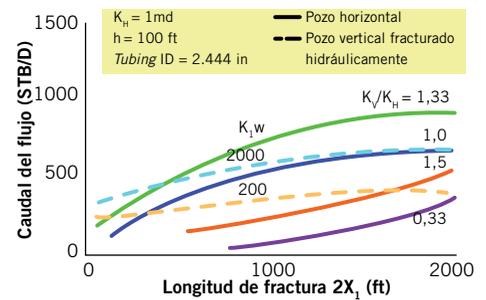


Figura 3. Efecto de la anisotropía en un reservorio de baja permeabilidad y comportamiento de un pozo horizontal en comparación con uno vertical fracturado

Obviamente, para que dicha condición se cumpla debe existir una heterogeneidad en el reservorio. En otras palabras, el reservorio esquistoso debe estar fisurado.

Luego, el pozo horizontal –para maximizar la producción– debe intersectar la mayor cantidad de fisuras a lo largo de su trayectoria, por lo tanto, la mejor dirección es la ortogonal a la orientación general de las fisuras, las cuales son paralelas al esfuerzo horizontal máximo. Este hecho, desde el punto de vista de la geomecánica del pozo, introduce dificultades adicionales a la perforación, ya que se ve sometido a la peor combinación de esfuerzos laterales –verticales y horizontales mínimos–, lo que induce un mayor esfuerzo diferencial que incrementa ciertos parámetros de perforación, como la pérdida por filtrado del lodo y la densificación de este, entre otros, lo que resulta en una operación más riesgosa y mucho más costosa.

Lógicamente, el objetivo del presente *technical paper* no es discutir la perforación horizontal a través de los esquistos, por lo tanto, dejaremos este tema para centrarnos en el contenido de fractura hidráulica.

Se puede afirmar que en los últimos tiempos se han fracturado este tipo de pozos en varias etapas, con el fin de proveer artificialmente la permeabilidad vertical que necesita el reservorio. No obstante, esta operación no es sencilla ni económicamente accesible y requiere –para su correcta aplicación–, de técnicas y herramientas especiales y costosas.

Pozos verticales

No todos los operadores están convencidos de que el drenaje efecti-

vo y eficiente de este tipo de reservorios se debe realizar a través de pozos horizontales con fracturas ortogonales (perpendiculares a la dirección del pozo). Los altos costos comprometidos en esta tecnología hacen que se evalúe como factible la realización de un pozo vertical y luego una fractura masiva –llamada *shale frac*– cuya longitud permita alcanzar la misma profundidad dentro del reservorio que un hipotético pozo horizontal.

Nuestro análisis de aquí en adelante se centrará en esta posibilidad.

Tipos de fluidos y apuntalantes utilizados. Concentraciones y caudales de bombeo

La fractura hidráulica de rocas de baja permeabilidad es compleja. Los esquistos se dispersan en varias ubicaciones geográficas y su mecanismo de sedimentación podría variar considerablemente entre ellos, así como el campo de esfuerzos y tectonismo al que están sometidos. En otras palabras, un diseño de fractura hidráulica que resulta exitoso en un área puede no serlo en otra.

Fluidos

En un principio, entre las décadas de 1960 y 1980, se utilizaban –y aún se utilizan en muchos casos– fluidos a base de agua viscosificados con el agregado de un polímero –goma guar refinado (HPG o PSG), un elemento natural–, y reticulados con elementos metálicos como el borato. El agregado de determinados aditivos, como estabilizadores de viscosidad y de pH, controladores de filtrado y de arcillas, quebradores de gel, inhibidores de incrustaciones, entre otros, adecuaban las propiedades de este fluido a la roca, de manera de minimizar problemas de incompatibilidad química entre ambos elementos. La viscosificación del fluido, agregado al alto caudal de bombeo permitía crear la presión neta necesaria para mantener abierta la fractura y transportar el apuntalante necesario para mantener un canal de alta conductividad una vez que la presión hidráulica desapareciera luego de detener el bombeo.

También se utilizaban fluidos bifásicos,

como las espumas de nitrógeno (N_2) y dióxido de carbono (CO_2) con el fin de minimizar el volumen de agua introducido dentro del reservorio, que podía generar restricciones a la producción posterior de gas debido a la retención de agua capilar en este tipo de roca tan compatible con esta última (*water-wet*).

No obstante los esfuerzos realizados para optimizar los fluidos utilizados, presentan dos grandes inconvenientes para afrontar fracturas masivas que involucran inmensos volúmenes de fluido: el costo y su

manipulación.

Así, las incipientes mejoras tecnológicas produjeron sistemas fáciles de manipular y de bajo costo, aunque se sacrificaran algunas propiedades beneficiosas presentes en los fluidos convencionales y bifásicos.

El sistema de *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción”, que fue desarrollado inicialmente en la década de 1960 para fracturas convencionales, comenzó a ser utilizado nuevamente para la Barnett Shale en la segunda mitad de 1990. Mitchell Energy lo aplicó por primera vez



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



www.edvsa.com

NEUQUÉN ■ COMODORO RIVADAVIA ■ RÍO GALLEGOS ■ SAN JUAN ■ LAS HERAS ■ RÍO GRANDE

exitosamente en 1997 bombeando 800.000 galones de agua con 200.000 libras de arena a caudales superiores a 60 bpm. Luego, su aplicación se expandió rápidamente a otros operadores y yacimientos similares.

Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho mayor que una fractura convencional y –para este tipo de reservorios– es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido.

La *slickwater* es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo. Debido a que el apuntalante es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión.

Apuntalantes

Normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar esta clase de fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4000 y 8000 psi.
- Apuntalante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la misma zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

Estudios realizados recientemente permiten determinar que la conductividad ($k_f w$) económicamente óptima para producir este tipo de reservorios con fractura hidráulica está en el orden de 100 a 200 mD/pie aproximadamente. Es conocido, que la conductividad adimensional (FCD) óptima para el caso de pozos de gas ronda en un valor de 30. Luego, se puede determinar la longitud óptima que debe alcanzar nuestra fractura. En efecto, si se considera que la permeabilidad es de 2×10^{-4} mD, por ejemplo, luego:

$$FCD = \frac{k_f w}{12k_g X_f} \Rightarrow X_f = \frac{k_f w}{12k_g FCD}$$

Entonces, reemplazando valores:

$$X_f = \frac{100}{12 \times 2 \times 10^{-4} \times 30} = 1388 \text{ pies}$$

O en sistema métrico $X_f = 423$ metros.

Luego, el volumen de fluido necesario puede calcularse haciendo uso de un *software* comercial de fractura, y el tipo y tamaño del apuntalante se selecciona para obtener una conductividad de 100 mD/pie a condiciones de cierre en fondo de pozo. Se debe tener cuidado cuando se relaciona la conductividad a las tablas comerciales disponibles en el mercado, ya que están construidas realizando ensayos con salmuera y no con gas nitrógeno u otro, por ejemplo. Luego, una conductividad de 100 mD/pie, que para un pozo de crudo es un valor muy bajo, en un pozo de gas es altísimo, pudiendo ser la relación equivalente entre ambos del orden de 10^2 a 10^3 .

Normalmente la concentración de apuntalante necesaria para alcanzar dichos valores debe ser de 0,5 a 1,50 PPA, es decir, libras de apuntalante agregadas por galón de fluido de transporte.

Dichas concentraciones, que se consideran bajas, pueden ser acarreadas sin problemas por un fluido lineal de baja viscosidad a un caudal suficientemente alto, como el sistema *slickwater*, muy en boga en *shale frac*.

En uniones para tubos, multitubos, válvulas y manifolds...

CASUCCI®
la elección lógica

MAS DE 60 AÑOS FABRICANDO PRODUCTOS PARA
LAS MAS RIGUROSAS EXIGENCIAS EN INSTRUMENTACION,
CONTROL Y CONDUCCION DE FLUIDOS

www.casucci-sa.com

MAXIMA CONFIABILIDAD

**PODER
EXPERIENCIA
FLEXIBILIDAD**



DRESSER®

Waukesha

EXTERRAN™

Buenos Aires: Talcahuano 833, piso 11° A

Tel./Fax: (+54-11) 4129 6700

Neuquén: Ruta 22, km 1234, esq. Av. De los Constituyentes 8316, Plottier

Tel./Fax: (+54-299) 4937900

ventas.argentina@exterran.com

Consideraciones

Algunos operadores prefieren trabajar con fluidos aun más económicos: agua dulce inhibida, cuyas ventajas radican en lo siguiente:

- No deja residuos de polímero en el canal conductivo.
- Su mezcla y manipulación es más sencilla. Solo se emplean inhibidores de arcillas y de incrustaciones, secuestrantes de hierro, bactericidas y surfactantes.
- El ahorro de dinero en productos químicos puede invertirse en la compra de apuntalantes más costosos, pero más adecuados a las condiciones de la fractura, como los de baja densidad.
- Con respecto al filtrado dentro de la fractura, como la roca es prácticamente impermeable a los líquidos, la pérdida por filtrado a estos altos valores de caudales es perfectamente manejable y no representa ningún problema para la construcción de la geometría de la fractura.

La utilización de apuntalantes de baja densidad se incrementó en los últimos tiempos, como consecuencia de las amplias ventajas que poseen en comparación con las arenas API. Algunas de ellas son:

- *Facilidad de transporte dentro de la fractura:* si se considera que la fractura es una enorme ranura angosta, la velocidad del fluido dentro de ella tiende a disminuir por efecto del filtrado, y cae en un flujo laminar. Bajo estas condiciones, la capacidad de suspensión de un grano de apuntalante es directamente proporcional a su tamaño y densidad, e inversamente a la viscosidad del fluido que lo contiene (Ley de Stokes de sedimentación). Cuanto menores sean estos valores, más lenta será la velocidad de caída, lo que permite que el fluido los transporte profundamente dentro de la roca.
- *Un mejor perfil de colocación:* como consecuencia de lo dicho, y considerando una geometría ideal, el gradiente de deposición vertical del apuntalante tiende a ser constante, es decir, que sus granos quedan repartidos en forma más o menos uniforme por toda la superficie de la fractura. Esto es muy importante porque maximiza el área efectiva de flujo.
- *Menor cantidad de apuntalante para*

llenar la misma fractura: en efecto, si tomamos en cuenta que la gravedad específica de estos apuntalantes es del orden del 50% del valor correspondiente a la arena API, luego, a igualdad de peso, el volumen es el doble. Para llenar la fractura se necesita volumen. Así, en vez de mezclar a una concentración de 3,0 PPA con arena API normal, puede mezclarse a 1,50 de apuntalante liviano lo que facilita la operación. Ahora, el volumen de apuntalante a almacenar en la superficie (capacidad de silos) deberá ser el mismo, porque el volumen total es similar.

Medición del desarrollo de la fractura en tiempo real. La clave para delimitar el área de fractura

Los modelos de fractura son normalmente utilizados para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios *softwares* comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella –o geometría– de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados.

Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos.

En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sísmicos del pozo con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

Más comúnmente, los modelos de fractura son utilizados para “*matchear*” las presiones obtenidas durante el tratamiento y derivar una familia de valores para los principales parámetros, que si bien pueden no ser rigurosamente ciertos (lo que se intenta es desarrollar una ecuación con varias incógnitas), se aceptan como

un valor válido. Pero este proceso no resuelve una de las grandes incógnitas en el desarrollo de una fractura: la verdadera dirección –o *azimut*– de la fractura. Este componente es vital para el desarrollo y optimización del drenaje del reservorio.

La medición del desarrollo de la fractura en “tiempo real”, mediante métodos de medición superficiales o en fondo de un pozo testigo –llamados *fracmapping* o mapeo de fractura, ha ayudado no sólo a develar esta incógnita, sino a optimizar los *softwares* comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo a los resultados de las mediciones realizadas en el momento (figura 4).

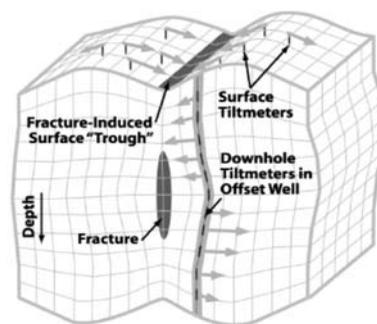


Figura 4. Fundamento básico del método Tiltmeter

Antes de entrar en detalles acerca de esta tecnología, se debe aclarar que se mide la penetración del fluido, es decir, la geometría de fractura creada, y no la colocación del apuntalante.

Existen dos tipos de técnicas desarrolladas para tales fines, una en superficie y la otra dentro de pozos testigos ubicados en las cercanías del pozo a fracturar:

- Microsísmica.
- Tiltmeter.

Microsísmica

Este método provee una imagen de la geometría de fractura en la formación y detecta eventos microsísmicos –o microtemblores– que son originados por la ruptura y desplazamiento de la roca por efecto de la fuerza hidráulica aplicada mediante bombas a un fluido que se inyecta en la formación.

La ubicación de estos eventos microsísmicos se determina median-



¿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.

te receptores (geófonos) ubicados en un pozo testigo a la misma profundidad de la fractura hidráulica (más específicamente, consta de múltiples geófonos colgados de un cable conductor en el pozo testigo). Esos datos son conducidos a superficie mediante el cable eléctrico, recolectados y analizados en tiempo real por computadoras preparadas especialmente para tal fin.

Los datos son graficados y enviados a la Cabina de Control de fractura, para que los ingenieros encargados de la operación puedan decidir realizar modificaciones –o no– de acuerdo a la evolución de la geometría. Estos datos permiten también calibrar el modelo de fractura en tiempo real.

La figura 5 muestra el aspecto de una familia de datos tomados en una operación de cinco etapas. En algunos casos se ve superposición de unas con otras, indicando que en esa zona pudo haberse fracturado en una simple etapa y no en tres diferentes. (Ver detalle en la figura 9).

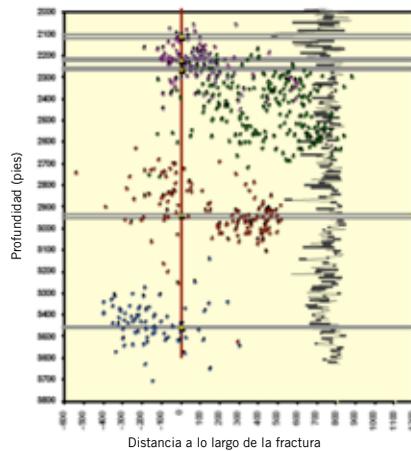


Figura 5. Vista lateral de eventos microsísmicos durante una fractura de 5 etapas

La primera etapa es la inferior (puntos azules) y la última es la superior (puntos grises). En el gráfico puede observarse que, mientras las dos primeras etapas (puntos azules y rojos) presentan una buena diferenciación, las tres últimas (puntos verdes, violetas y grises) se superponen debido al crecimiento vertical. Las etapas cuatro y cinco están manifiestamente superpuestas. Esto hace suponer que las tres últimas etapas pudieron haberse fracturado al mismo tiempo.

Tiltmeter

Este método provee una imagen de la orientación –o *azimut*– de la fractura y de su longitud horizontal. Es tomada con detectores –conocidos como “inclinómetros”– situados en superficie alrededor del pozo fracturado. Para aquellos que se interesan en el vulcanismo, es el mismo método que se emplea para monitorear la deformación de un cono volcánico.

Es muy preciso, pero solamente entrega una visión de la fractura en un plano horizontal, visto desde arriba. Detalles en la figura 6.

La importancia de esta operación de registro no radica simplemente en la calibración del modelo de fractura en sí, sino en la adopción de una herramienta de decisión rápida para el ingeniero a cargo de la operación, para poder continuar o no con la fractura, con el objetivo de optimizar la producción económica del pozo, ya sea prolongando la operación con el fin de alcanzar la longitud óptima estimada inicialmente o detenerla para evitar que la fractura penetre en zonas adyacentes no deseadas, como formaciones depletadas, contactos con agua, etcétera.

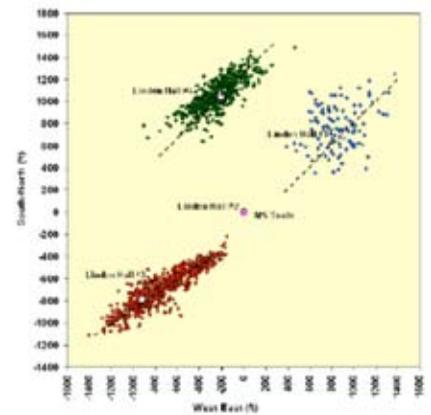


Figura 6. Ejemplo de Registro de Tiltmeter



Figura 7. Bomba de alta presión y alto caudal

Equipo de fractura necesario, descripción general y variables a considerar en la terminación de un pozo

Equipo de fractura

Líneas de tratamiento

Los altos caudales involucrados determinan la necesidad de utilizar varias líneas de tratamiento de alta presión a gran diámetro. Usualmente son de 4” de diámetro nominal con junta bridada, a diferencia de las de 3 1/2” con junta roscada. Las primeras permiten caudales máximos de 50 bpm, mientras que las segundas se utilizan hasta 30 bpm. El caudal está principalmente limitado por la erosión.

Equipo de bombeo

Las bombas a utilizar deberían ser del tipo de alta presión y alto caudal, con una potencia hidráulica nominal de 2000 a 3000 HHP (figura 7).

Al seleccionarlas debe tenerse cuidado con el “ranqueado” de las bombas por encima de la presión estimada de trabajo, ya que muchas veces sólo se tiene en cuenta el cau-

dal máximo, pero no la presión a la que lo suministran.

Para hacer un cálculo ligero, se requiere tener en cuenta que la potencia es suministrada por un motor industrial montado en el chasis del equipo (Caterpillar V12, por ejemplo). Este motor tiene una potencia máxima y una curva de utilización determinada y constante.

La potencia hidráulica –que es un poco inferior a la potencia del motor, por razones de pérdidas y rendimiento mecánico e hidráulico–, puede

$$N[HHP] = \frac{Q(bpm) \times P(psi)}{40,8} = Constante$$

calcularse a través de la siguiente expresión:

Luego, fijando la presión de trabajo en psi, podemos calcular el caudal suministrado por una bomba genérica y este dato nos permitiría conocer la cantidad de bombas necesarias para realizar el trabajo.

Como se trata de un equipo que trabajará a potencia máxima durante largos períodos, usualmente no menos de tres horas, debemos tener en cuenta la provisión de capacidad de bombeo de respaldo suficiente, como

plan de contingencia ante cualquier inconveniente mecánico que surja o simplemente como alternativa que facilite el reabastecimiento de combustible con seguridad.

Equipo de mezcla

Generalmente los equipos de mezcla de apuntalante y fluido, conocidos comúnmente como “blenders”, tienen suficiente capacidad para poder manejar una operación convencional a alto caudal y concentración. Ahora, cuando hablamos de caudales mayores a 70 bpm, debemos asegurar que el *blender* provea apuntalante a la concentración indicada en el diseño, por lo tanto, es común en estos casos tener dos *blenders* trabajando en paralelo, con sus respectivos alimentadores de arena. Este método se desarrolla no sólo como acción preventiva, sino, lo que es aún más importante, para asegurar la correcta mezcla del apuntalante en todas las etapas del proceso. Normalmente se trata de *blenders* computarizados con capacidad de mezcla en “rampa”, es decir, elevando la concentración lentamente a lo largo de la operación, para finalizarla a la concentración máxima de diseño en la última etapa. Este tipo de mezcla induce una mejor distribución del apuntalante dentro de la fractura. En la mayoría de los casos es el operador quien decide sobre el manejo de las variables involucradas en dicha técnica.

La adopción del equipo de mezcla del fluido (PCM) también requiere de una cuidadosa planificación. Usualmente el agua de mezcla –debido a su alto volumen y caudal– se toma de una fuente natural (un río, laguna o represa) y se almacena en tanques ubicados en la locación, previo filtrado a 2µm, los cuales son alimentados permanentemente mediante bombas de transferencia de alto caudal (la figura 8 muestra la distribución general de los equipos en una locación de fractura masiva). Debe tenerse en cuenta la cantidad de equipos de filtrado necesarios para cumplir con el programa.

El equipo de mezclado de fluido debe tener suficiente capacidad de tanques de residencia –a modo de “pulmón”– para asegurar una correcta hidratación del polímero –en caso de que este se utilice– antes de alcanzar el *blender* y mezclarse con

la arena. Dicha hidratación depende de la temperatura del agua –a mayor temperatura, menor tiempo–. Así, para que la hidratación sea completa, es necesario alcanzar un factor que varía entre 90 y 95%, que se mide con técnicas de laboratorio de campo (QA/QC). A una temperatura ambiente normal (20 °C) este tiempo es de cinco minutos aproximadamente. Luego, si se bombea a 100 bpm, necesitamos una capacidad de pulmón mínima de 500 bbls, para asegurar una correcta hidratación del fluido.

Dicho pulmón –uno o dos tanques de fractura– debe ser ubicado entre el mezclador de fluido (PCM) y el *blender*, de tal manera que este último succione permanentemente el fluido hidratado.

Volumen de contingencia

Normalmente se dispone en locación de aditivos y apuntalante en exceso, como medida contingente ante una posible parada prematura de la operación y su reinicio posterior o como respaldo en caso de que se decida prolongar la operación.



**Generación de Energía
Compresión de Gas**

recupere el
gas asociado
de sus pozos de producción

nosotros lo transformamos
en energía limpia y económica
para su yacimiento

Alicia Moreau de Justo 550 Edificio CITY PORT Piso 1º (UF 21)
Puerto Madero CP (C1107CLC) | Buenos Aires | Argentina
Tel.:+ (54 11) 4331-3606 / 4331 4570 / 4331 4511
✉ info@soenergy.com.ar | www.soenergy.com.ar ✎

SoEnergy
SoEnergy Argentina S.A.



Figura 8. Disposición (*layout*) general de equipos en una *shale frac*

Terminación del pozo

Debido a las características distintivas de estas operaciones, es necesario estudiar cuidadosamente el estado mecánico del pozo a intervenir, ya sea tratándose de un pozo viejo o del diseño de un pozo nuevo, teniendo en cuenta que va a ser fracturado con altos caudales.

Punzados

Por lo general, las formaciones de esquistos (*shales*) a ser tratadas poseen grandes espesores, lo que requiere un esfuerzo adicional para conseguir cubrir todo el espesor útil con apuntalante. Para ello debe considerarse una técnica especial denominada “punzado”. La técnica combina el uso de cañones con cargas de alta penetración y propelentes. Es un conjunto compuesto de camisas estimulantes de material propelente, colocadas externamente al cañón y se activan instantáneamente al momento del disparo y generan grandes cantidades de gases a alta presión sobre las perforaciones, creando microfracturas que mejoran el canal de flujo de la formación hacia el pozo. Por lo general, se hace uso de simuladores que permiten variar ciertos parámetros, como son: propiedades petrofísicas, densidad de cañoneo, daño de formación, penetración de disparo, entre otros, con el fin de obtener el mejor diseño de cañoneo y de esta manera determinar la eficiencia de esta técnica, dependiendo de la cantidad de etapas en que se realizará la fractura.

Revestidor (*casing*)

Se debe tener especial cuidado en la selección del revestidor más adecuado para entubar el pozo. Este debe permitir altos caudales –pueden ser superiores a 100 bpm– con una mínima caída de presión por fricción y soportar la alta erosión producida por el bombeo prolongado de apuntalante a alta velocidad y baja concentración. Para minimizar este inconveniente usualmente se recomienda aumentar el peso unitario del revestidor a colocar, es decir, incrementar el espesor del tubo.

Este factor es también clave para producir una prolongada vida útil del pozo, ya que usualmente se refracturan diversas veces, incrementando los volúmenes un 25% aproximadamente con respecto a la maniobra anterior para asegurar el éxito de la operación.

También se debe tener en cuenta que la producción posterior a la fractura puede producir elementos indeseables, como cortes de H_2S y de CO_2 que pueden corroer los tubulares. En este caso es recomendable el empleo de aceros de alta tenacidad con propiedades anticorrosivas.

El revestidor debe ser cuidadosamente cementado, de tal manera de asegurar una perfecta aislación entre la zona a fracturar y las formaciones adyacentes, con el fin de minimizar los riesgos de contaminación de reservorios de agua dulce por migración de gas o agua de fractura, o la pérdida de producción gasífera hacia zonas depletadas.

Cabezal de pozo y equipo de superficie

Normalmente los altos caudales utilizados no permiten el uso de los cabezales de producción durante la fractura, ya que su diámetro interno (ID) limita la posibilidad de alcanzar altas velocidades, a la vez que incrementa el riesgo de erosión.

Luego, al no poder utilizarse elementos de control de flujo convencionales, se debe proveer al pozo de la seguridad adecuada en caso de ocurrir eventualidades. Esto se consigue colocando una válvula de compuerta *Fulbore* que vincula el equipo de superficie con el pozo a modo de barrera entre la formación y la superficie.

Por encima de ella se coloca un elemento de flujo, una T especial, por ejemplo, que permite desarrollar el flujo de retorno luego de la fractura y calcular los flujos y ensayos posteriores sin eliminar el tratamiento del pozo.

Por encima se coloca la válvula maestra de fractura y el cabezal que vincula las líneas de tratamiento con el pozo.

Locación del pozo

La locación debe estar preparada y adecuada a la numerosa cantidad de equipos que se montarán para realizar la operación. En ciertas locaciones, la disposición es un elemento decisivo para determinar si la fractura se realiza en una sola etapa o en varias menos prolongadas (locaciones *offshore* o en flancos montañosos, por ejemplo). Este factor siempre debe ser chequeado en la etapa de planificación, para evitar demoras (NPT) y costos no previstos.

Consideraciones de seguridad y medio ambiente

Tratamiento del agua de retorno

Usualmente, entre las organizaciones ambientalistas y gubernamentales existe una preocupación acerca del volumen de agua dulce utilizada para este tipo de operaciones y su correspondiente impacto ambiental, al ser extraída de fuentes que alimentan también el consumo humano, agrícola e industrial de la zona.

Estudios llevados a cabo al respecto por la *Texas Water Development*

Alguien en quien poder confiar



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

Equipamiento eléctrico para áreas clasificadas y no clasificadas

Ventas, Administración y Planta

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

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

Para más información: www.delga.com

Board (TWDB) sobre las fracturas realizadas y proyectadas hasta el año 2025 en la Barnett Shale, en el norte y centro de Texas, han concluido que actualmente el uso de agua para fractura es menor al 1% de la cantidad disponible utilizada en la región y predice que dicho porcentaje puede elevarse hasta el 13% hacia el año 2025, dependiendo del régimen de lluvias y sequías y de la demanda de gas doméstico en los Estados Unidos. Las zonas más expuestas ante dicha extracción de agua serían las rurales, ya que dependen del agua subterránea, que es la fuente usualmente utilizada en las áreas como proveedor de agua de fractura.

Una de las posibles soluciones al respecto, que si bien todavía se encuentra en desarrollo y ha superado diversas pruebas piloto, es reciclar el agua producida –o de retorno– luego de la fractura. Dicha agua no es apta para el consumo humano por el alto contenido de sales que posee y, por lo tanto, debe desecharse en pozos inyectoros realizados para tales fines, con el consecuente costo adicional del proyecto.

La planta de reciclaje consta de una caldera en la cual el agua se destila a alta temperatura, producto del empleo de quemadores que usan parte del mismo gas generado por el pozo, y recuperan hasta un 85% del volumen en forma de agua destilada que es luego reutilizada para fracturar otros pozos. El 15% restante se desecha en pozos letrina.

Otros métodos para reciclar esta agua, como su separación, filtrado y tratamiento posterior fracasaron porque produjeron fluidos no aptos para la fractura de pozos, ni para el consumo industrial.

Radioactividad

Las formaciones subyacentes de esquistos pueden contener pequeñas cantidades de isótopos radioactivos de torio, potasio (^{40}K) y uranio (^{238}U) y sus derivados degradados radio-226 (^{226}Ra) y radio-228 (^{228}Ra). Estas sustancias son conocidas por sus siglas en inglés: NORM (*Non Occurring Radioactive Materials*) y se detectan como “trazas”, es decir, que no constituyen normalmente un peligro para la salud humana ni animal. Raramente puede encontrarse uranio.

Aún así, las autoridades norteamericanas consideran a la Marcellus Shale como “altamente radioactiva”, lo cual constituye una singularidad en comparación con el resto. No obstante, su concentración de radioactividad sigue siendo muy baja.

En la industria del gas y del petróleo, estos materiales NORM pueden ser acarreados hacia la superficie por el gas o crudo producidos y en varias formas, entre las cuales se encuentran:

- Los fluidos presentes en la formación radioactiva que son extraídos hacia la superficie.
- El gas producido, por sí mismo, con trazas de gas radón (^{222}Rn), un derivado del radio.

Normalmente, de acuerdo a la Railroad Commission de Texas, estos NORM, en concentraciones naturales no son peligrosos, excepto cuando existe algún medio que los concentre, como por ejemplo:

- A través de cambios de presión y temperatura que ocurren dentro del pozo durante su vida productiva.
- El agua producida puede contener pequeñas cantidades de radio-226 (^{226}Ra) y radio-228 (^{228}Ra) que reaccionan con el sulfato de bario,

lo cual puede producir incrustaciones dentro de los tubulares.

- Durante las actividades de procesamiento de gas.

- El gas radón (^{222}Rn) presente en el gas decae a plomo-210 (^{210}Pb), luego a bismuto-210 (^{210}Bi), polonio-210 (^{210}Po) y se estabiliza como plomo-206 (^{206}Pb). Estos elementos quedan adheridos en forma de una fina película dentro de los equipos utilizados para ensayar, transportar y tratar el gas.

Debido a los potenciales riesgos para la salud humana que implican estos elementos concentrados, se deben descontaminar y limpiar estos equipos periódicamente.

Conclusiones

Durante la realización de este *Technical Paper* se ha desarrollado una descripción aproximada de las principales variables y actividades a considerar cuando se proyecta realizar una fractura masiva, como las *shale frac*.

Como se pudo apreciar, existen varios aspectos que deben ser cuidadosamente estudiados y evaluados. Estudiar en detalle cada uno de ellos excede el alcance de este artículo y deberían desarrollarse en forma particular.

También se ha podido observar que existen determinados aspectos ambientales sobre los cuales se debe hacer hincapié, así como aspectos operacionales particulares de esta clase de proyectos.

El objetivo principal de este artículo es la fractura hidráulica, sin embargo, las metodologías de perforación horizontal a través de este tipo de formación también merecen un análisis detallado debido a la importancia que presentan, más allá de las descripciones que se han realizado en el presente artículo.

Se debe destacar que este tipo de fractura ha cobrado especial interés en la cuenca Neuquina en los últimos meses y meritaria estudios y desarrollos orientados a las distintas formaciones, en particular. ■

Bibliografía y literatura de referencia

“Marcellus Shale Hydraulic Fracturing”.

“Water use in the Barnett Shale”, Texas Water development

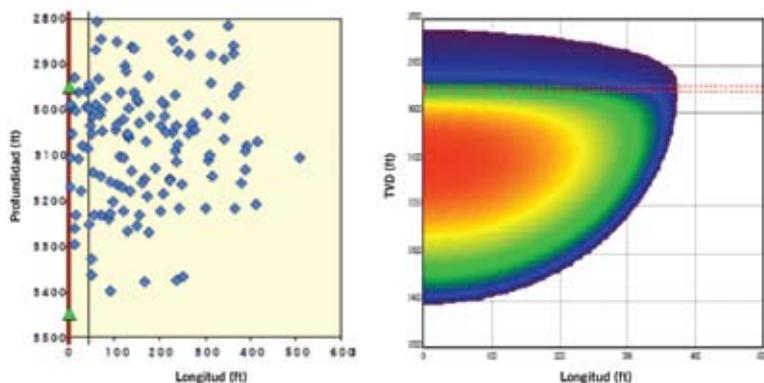


Figura 9. Eventos microsísmicos de una etapa de fractura específica y su correspondiente modelaje con un *software* comercial

**Automatizar los procesos es cada vez
más fácil.**



Nueva Serie S de DeltaV. Un nuevo concepto en usabilidad que toma en cuenta hasta el más mínimo detalle, desde el nuevo hardware que minimiza la complejidad de la instalación y maximiza la disponibilidad de la planta, hasta pantallas para el operador más intuitivas y switches Ethernet inteligentes que minimizan los costos del ciclo de vida. El nuevo diseño del sistema DeltaV incorpora conocimiento, reduce la complejidad y elimina tareas, lo que agrega un nuevo nivel en la prestación de servicios: la facilidad de uso. www.EmersonProcess.com/DeltaV



El logotipo de Emerson es marca comercial y marca de servicio de Emerson Electric Co. ©2009 Emerson Electric Company.



EMERSON
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

Board, October 2009.
 Wes Casto, "Optimization of Proppant Size and Concentration in a Marcellus Shale Fracture Treatment", Dept. of Petroleum Eng. And Geology-Marietta College, April 2006.
 Dr. Terry Engelder, "Marcellus Shale Formation", Penn State University, January 2009.
 K. Fisher, "Barnett Shale Fracturing Fairways aid E&P: Production is improved by enhancing complex natural fractures", World Oil, August 2006.
 John Kennedy, "Low-Permeability Gas Sands", Halliburton Co.
 PhD M. Economides & K. Nolte, "Reservoir Stimulation 3rd Edition", 2003.
 PhD. M. Economides & T. Martin, "Modern Fracturing", BJ Services 2007.
 Lisa Sumi, "Shale Gas: Focus on Marcellus Shale", OGAP/ Earthworks Marcellus Shale Report 12/2008.

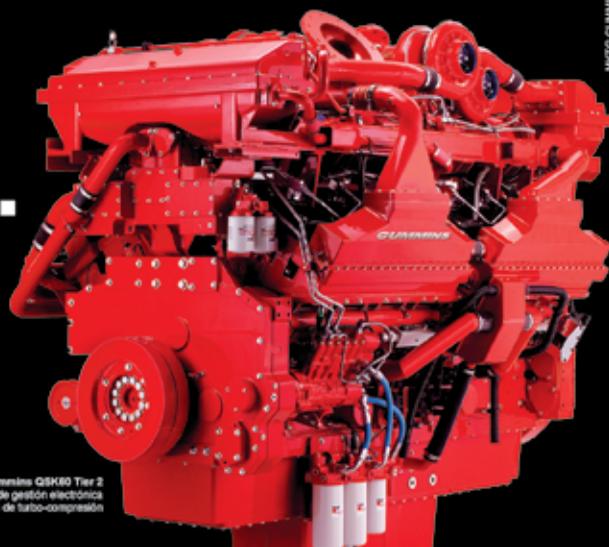
Referencias

Simbología	Significado	Unidad/Dimensión (MSCF o MSCM)
Q_c	Producción de gas acumulada	(Días)
T^E	Tiempo de producción	(SCF/día)
Q_g	Producción diaria de gas	(mD)
k_g	Permeabilidad relativa al gas	(pies)
H^E	Espesor útil de la formación	(psi)
Pres.	Presión del reservorio	(psi)
P_{wf}	Presión de fluencia en fondo	(cPo)
μ_g	Viscosidad del gas	(°R)
$T_{res.}$	Temperatura absoluta del reservorio	(pies)
R_w	Radio del pozo	(pies)
R_e	Radio de drenaje del reservorio	(pie/día)
V	Velocidad de flujo	(pie ²)
A	Área de flujo	(mD/pie)
K_{fw}	Conductividad de la fractura	—
FCD	Conductividad adimensional	(pies)
X_f	Longitud efectiva de fractura	(mD)
K_v	Permeabilidad vertical	(mD)
K_h	Permeabilidad horizontal	—
PPA	Libras de apuntalante por galón de fluido	(HHP)
N	Potencia hidráulica	(bpm)
Q	Caudal de bombeo	(psi)
P	Presión de bombeo en superficie	—
TSCF	Trillón de pies cúbicos estándar	—
KMSC	Miles de metros cúbicos estándar	—
mbbp	Metros bajo boca de pozo	—

R. Willis & J. Fontaine, "Hydraulic Fracture Imaging", Universal Well Services Inc., August 2005.

Alberto J. Blanco Ybáñez, "Fractura hidráulica: el proceso completo", 2010.

En Cada Campo.



Cummins QSK60 Tier 2
 Motor de gestión electrónica
 Doble etapa de turbo-compresión

Para servicios de pozo, perforación y compresión de gas, la elección es Cummins. La mejor opción para su negocio de Oil & Gas, con los motores más resistentes y confiables de la industria. Con potencias disponibles desde 60 hasta 3500 HP y modelos especialmente diseñados para procesos de estimulación, blending, fracturación, cementado, compresión de gas, y perforación marítima y terrestre.

cumminsargentina.com.ar

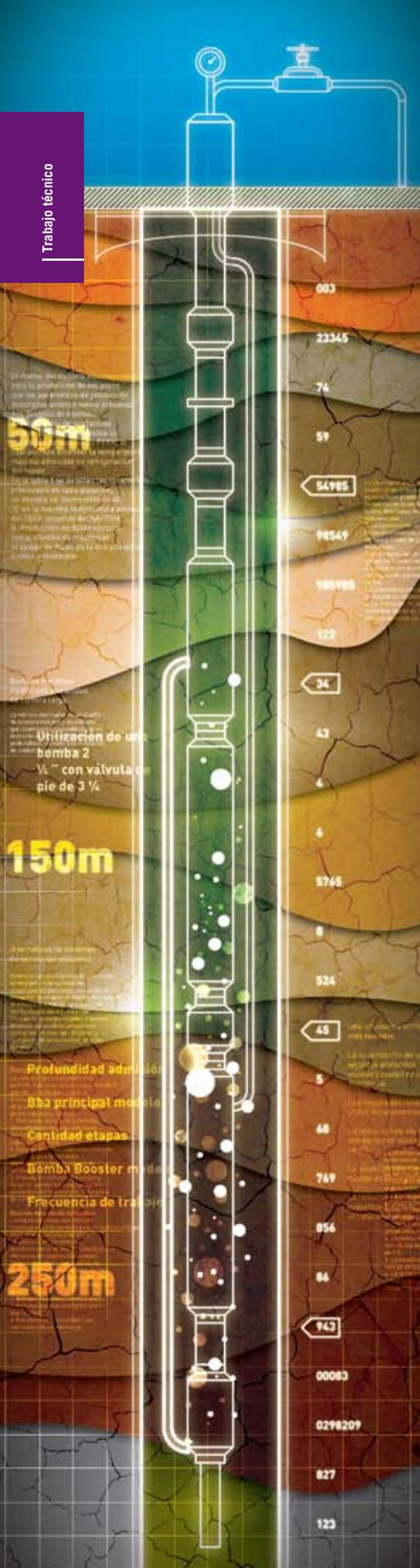


The Energy Flows Through Us™



LUFKIN

www.lufkin-arg.com



La producción de petróleo en yacimientos no convencionales

Por *Mario Ottulich, Federico García y Roberto Grande*
Pan American Energy LLC

Este trabajo resume los resultados y experiencias realizadas en un campo con pozos de una profundidad media de 2500 m, bajo corte de agua, caudales de producción entre 45 y 65 m³/d; y fluido de elevada viscosidad. Como sistemas de elevación artificial evaluados, la experiencia involucra el uso de bombeo mecánico y electrosumergible. También se presenta el uso de bombas mecánicas de profundidad con modificaciones en la válvula de pie y unidad de bombeo de carrera larga, como alternativa confiable para la explotación, eficiencia energética y retorno de la inversión para la aplicación en este tipo de pozos

Trabajo técnico presentado en el Congreso de Producción del Bicentenario, Salta, mayo de 2010

En las provincias argentinas de Chubut y Santa Cruz se halla la Cuenca del Golfo San Jorge, y en ella, el área de Cerro Dragón. Se trata de una extensión de 3450 km², explotados desde 1958. Hoy alberga 2670 pozos productores de petróleo y de gas, con una producción de 15.700 m³opd; 150.000 m³wpd y 8,9 Mm³pd de gas. Cuenta con 445 pozos inyectores y 130.000 m³wipd comprendidos en 49 proyectos de recuperación secundaria. La distribución de los sistemas extractores se compone de 1930 pozos que producen con bombeo mecánico, y el resto se distribuye entre ESP (650 pozos), PCP, *gas lift*, *plunger lift* y surgente.

El yacimiento Oriental pertenece al área de Cerro Dragón, en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. Este campo tiene una combinación especial de condiciones: posee pozos de hasta 2650 m de profundidad con temperaturas de fondo del orden de los 130 °C, y fluidos producidos con viscosidades que oscilan entre los 300 cp y los 1000 cP, a 50 °C; y punto de escurrimiento del orden de los 35 °C.

Descripción del problema

Con el objetivo de alcanzar la curva de producción proyectada para este tipo de pozos, históricamente se los completaba con bombeo mecánico convencional.

Durante el período 2007/8 se punzaron nuevas arenas con alto corte de petróleo, pero con características petrofísicas distintas a las del petró-

leo producido anteriormente. Esta nueva condición produjo bloqueos repetidos en las bombas de profundidad. Se buscaron alternativas a nivel superficie como tratamientos químicos, correcciones de medida, circulación por inversa con petróleo caliente, e incluso terminar en el corto plazo en intervenciones repetidas con equipo de *pulling* por cambio de bomba.

Pero sobre la base de esta experiencia y *performance* de explotación, los pozos no alcanzaban la producción propuesta, lo que provocaba un retraso en la recuperación de petróleo establecida.

Parámetros de producción

Para empezar, se muestran los datos principales de un pozo tipo del yacimiento Oriental, donde se destaca un amplio intervalo de punzados, producción con bajo corte de agua y una profundidad máxima del orden de los 2650 m.

Profundidad promedio	2650 m
Diámetro <i>Casing</i>	5 1/2" (15,5 lb/ft)
Diámetro <i>Tubing</i>	2 7/8" (6,5 lb/ft)
Intervalo de punzados	1750 m - 2550 m
Temperatura fondo	130 °C
Producción bruta inicial	50 - 70 m ³ /d
Gas	no
Porcentaje agua	20 - 40%

En cuanto a las características del crudo producido, por análisis de laboratorio realizados en los fluidos producidos, vimos una elevada visco-

sidad para temperaturas del orden de los 100 °C, con un brusco aumento si esta temperatura disminuía 20 °C, sumado a un alto contenido de asfaltenos; esto hacía que el crudo producido fuera de características diferentes a los producidos en los pozos anteriormente completados.

Medición	Valor	Norma
Densidad (API)	18,70	ASTM D - 5002
Viscosidad @ 30°C (cP)	58.000	Por reómetro
Viscosidad @ 80°C (cP)	1200	Por reómetro
Viscosidad @ 100°C (cP)	300	Por reómetro
Sólidos (mg/l)	50	
Emulsión (%)	20	ASTM D-4007
Punto escurrimiento (°C)	35	ASTM D-97

ASTM D 2007

Medición	Valor
Saturados (%)	51,9
Aromáticos (%)	12,7
Resinas (%)	15,0
Asfaltenos (%)	20,4

Objetivos

Ante las dificultades encontradas en la producción de los pozos anteriormente descriptos, se plantearon los siguientes objetivos:

1. Maximizar la producción de los pozos en cuestión.
2. Reducir tiempo para alcanzar máxima explotación.
3. Minimizar las intervenciones de *pulling*.
4. Estabilizar regímenes de producción.

Para alcanzar los desafíos planteados se utilizaron distintos tipo de sistemas de extracción y también la



Figura 1. Ubicación

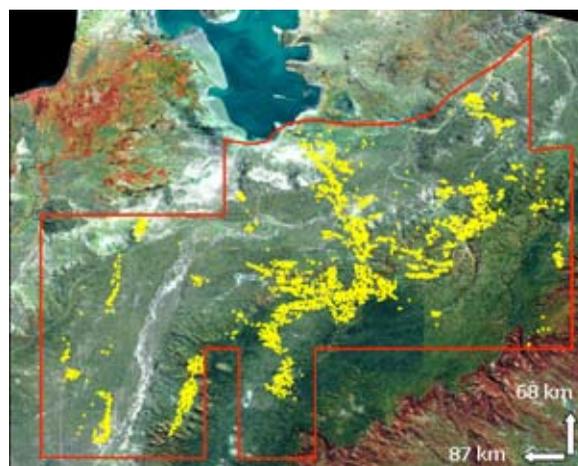


Figura 2. Foto satelital de Cerro Dragón

combinación de ellos, destacándose sobre todo la premisa de ir más allá de los límites establecidos.

Alternativas de sistemas de extracción utilizados

Dentro de los parámetros de producción, se destacó como variable de mayor interés para tener en cuenta al momento de realizar el diseño del sistema de elevación artificial, la viscosidad del fluido que iba a producirse.

Tras analizar los principales sistemas de elevación artificial propuestos para producir este tipo de pozos y el impacto de la viscosidad, se pudo resumir:

Bombeo mecánico

Los efectos de la viscosidad del petróleo o de la emulsión (agua-petróleo) que iba a producirse, sobre el funcionamiento de la bomba mecánica de profundidad, se puede manifestar de las siguientes formas:

1. Deficiente llenado de la bomba: altas pérdidas de carga del fluido al entrar por la válvula fija (baja capacidad de flujo).
2. Falta de hermeticidad en las válvulas: no se logra un buen cierre entre asiento y bola (conjunto de la válvula).
3. Elevada fricción entre el pistón y el barril: aumento de las cargas en las varillas de bombeo y la instalación de superficie.

Elección del sistema de bombeo

La viscosidad tiene un efecto significativo en la *performance* de funcionamiento del bombeo electrosumergible. La potencia se incrementa, mientras que la altura, la capacidad y la eficiencia del sistema disminuyen.

De acuerdo con los parámetros de producción y sistemas de extracción artificial, se plantean tres potenciales soluciones para producir este tipo de pozos:

1. Bombeo mecánico convencional.
2. Bombeo electrosumergible (para bajo caudal).
3. Bombeo mecánico modificado con unidad de carrera larga.

Bombeo mecánico convencional

En principio, teniendo en cuenta los caudales, la profundidad de los

pozos y las características de los fluidos producidos, se optó por completar los pozos con bombeo mecánico convencional, y se colocó en las bombas de profundidad los accesorios recomendados por las buenas prácticas de la industria para el manejo del fluido viscoso. En particular, en este caso se colocó en las bombas de profundidad: anclaje abarrilado de copa metálica, pistón corto y bolas de carburo de tungsteno.

Las principales diferencias respecto de una bomba mecánica estándar son:

1. La jaula de la válvula fija tiene mayor diámetro, por lo tanto, permite colocar una válvula más grande, lo cual permite un mejor llenado de bomba. El asiento (ver en figura 3 "Asiento Max. Pasaje") tiene un área equivalente al asiento de bomba TH 2 ¼".
2. El anclaje es el que se conoce como "abarrilado", también tiene mayor diámetro interior y ayuda a reducir la pérdida de carga en el ingreso de fluido a la bomba.
3. Pistón de 3 pies, tiene 40 ranuras; colocando sólo 20 anillos, el resto de las ranuras permanece vacío. En pozos con petróleo viscoso, el escurrimiento no es un problema, por lo tanto, lo que buscamos con esto es reducir las cargas.
4. Ambas bolas son de carburo tungsteno, más pesadas que las usadas

convencionalmente (carburo titanio). Esto favorece un cierre más rápido de la válvula.

Bombeo electrosumergible (para bajo caudal)

El diseño del sistema electrosumergible para la producción de los pozos con los parámetros de producción descritos anteriormente presenta dos desafíos de interés:

A. Bajo caudal de producción y corte de agua: esto motiva la utilización de tecnología *PEEK*, lo cual permite extender la temperatura máxima admisible de refrigeración del motor.

En la tabla 1 se detallan las características principales de cada aislación; se destaca un incremento de 40 °C en la máxima temperatura admisible del *PEEK* respecto del *KAPTON*.

B. Producción de fluido viscoso: con el objetivo de maximizar el pasaje de fluido en la entrada de la bomba y minimizar la pérdida de carga asociadas al fluido producido, se utiliza una bomba *BOOSTER* (etapas con mayor altura axial) en el ingreso de fluido a la bomba.

Bombeo mecánico modificado con unidad de carrera larga

La tercera alternativa es un diseño de bombeo mecánico modificado que contempla un cambio en el diseño

AIB MII 1280 - 427 - 192



Profundidad bomba	2500 m
Diámetro bomba	2"
Válvula de pie	Máx. pasaje + Bolas pesadas
Anclaje	Copa metálica abarrilada
AIB (Denominación API)	MII 1280 - 427 -192



Asiento API

Asiento

Figura 3. Asientos
Fotos Gentileza Weatherford Argentina

	Peek	Kapton	
Densidad	1,26	1,67	gm/cm ³
Absorción de agua	0,5	0,8	%
Merma o reducción	0,7-1,2	0,3	%
Resistencia a la tracción	14,065	7110	psi @ 23 °C
Alargamiento	> 60	70	% @ 23 °C
Temperatura	260	220	°C
Conductividad térmica	1,74	0,83	Btu-in/hr-ft ² -°C
Coefficiente de rozamiento	0,34	0,2	
Resistencia dieléctrica	3,3	3,7	Kv/mil

Figura 4. Propiedades de aislación (Kapton – Peek). Gentileza Wood Group ESP

	TD-460	TD-1200 (Booster)
Diámetro de la carcasa (pulgadas)	4	4
Tamaño mínimo del "casing" (pulgadas)	5 1/2	5 1/2
Diámetro del eje (pulgadas)	5/8	5/8
Tamaño mínimo del eje (pulgadas)	0,3038	0,3712

de la bomba de profundidad, sumado a la utilización de unidad de carrera larga.

Teniendo en cuenta los conceptos descriptos en "bombeo mecánico convencional" se plantean modificaciones a nivel superficie y subsuper-

ficie con el objetivo de maximizar el llenado de bomba, reducir la pérdida de carga en la entrada de bomba para producir de manera estable y con el mínimo índice de intervenciones posibles por falla.

Las modificaciones planteadas son:

- i. Utilización de una bomba 2 ¼" con válvula de pie de 3 ¼" (máximo pasaje posible en *tubing* (cañería de bombeo) 2 7/8"), esto permitiría maximizar el pasaje de fluido a la bomba reduciendo la pérdida de carga asociada.
- ii. Sarta API 86 con varillas de bom-

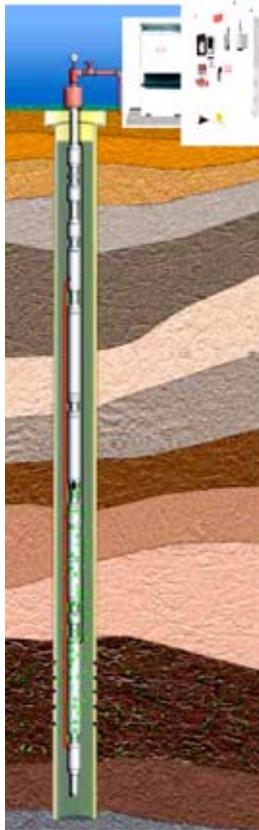
beo de alta resistencia, debido a la sollicitación de cargas asociadas principalmente, por el diámetro de la bomba y profundidad del pozo.

- iii. Unidad de bombeo de carrera larga. La idea es aprovechar la velocidad de bombeo baja que presenta esta unidad, para maximizar el llenado del barril, extender la vida útil de las varillas de bombeo (sollicitación de cargas más uniforme debido a menores efectos dinámicos) y proveer un mejor aprovechamiento de la energía (mayor eficiencia energética).

Como puede observarse en la figura 6, el área de pasaje del asiento 3 se incrementó el 57% respecto del diseño del asiento 2.

Experiencias realizadas con anterioridad demuestran, según conclusiones extraídas del trabajo "Pérdida de carga en bombas mecánicas" de Eduardo Dottore y Eduardo Bausela, de Bolland & Cía., que:

- Una sección de pasaje amplia (en jaulas) no es condición suficiente



Profundidad admisión	250 m
Bba principal modelo (bbl @ 60hz)	460
Cantidad etapas	330
Bomba Booster modelo (bbl@60hz)	1200
Frecuencia de trabajo	42 - 50 hz

Curva de comportamiento de la bomba TD460 1 etapa a 2917 rpm

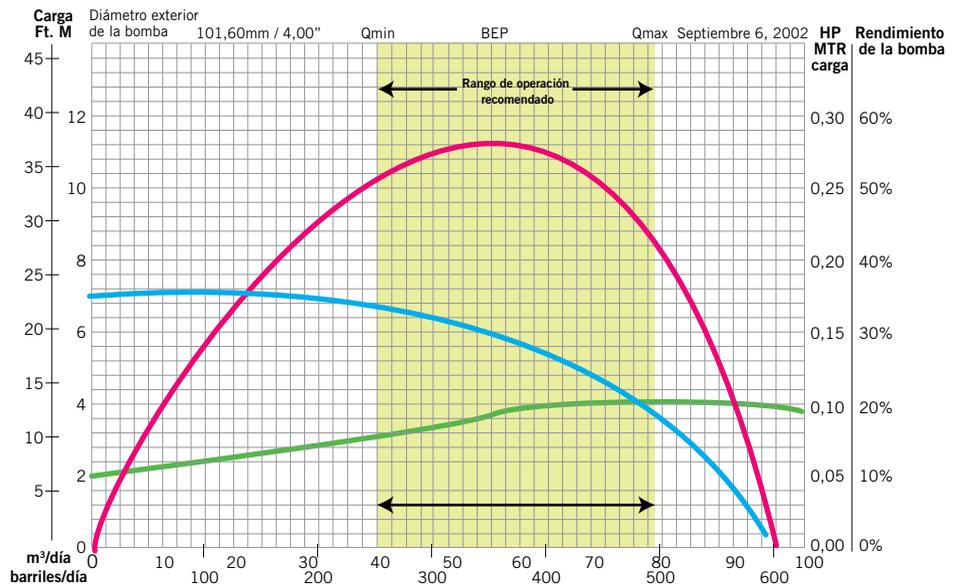


Figura 5. Fotos y curvas
Fotos Gentileza Wood Group ESP

- para que la pérdida de carga en la jaula sea baja.
- Jaulas estacionarias con amplias secciones de pasaje no garantizan un buen llenado de bomba. Es decir, que tras esas experiencias

tanto en bancos de prueba como en campo respecto a la pérdida de carga en jaulas viajeras/móviles y con la certeza de no haber logrado solucionar el problema en pozos con este tipo de fluido, se propuso utilizar

distintos tipos de asientos en válvulas de pie, con el objetivo de minimizar la pérdida de carga del fluido a la entrada de la bomba. Con el propósito de evaluar y comparar la pérdida de carga de los

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



**LAS COMPAÑÍAS
PETROLERAS**

**DEBERÍAN
APOYAR**

**A SUS
COMUNIDADES
VECINAS.**



Energía Humana[®]

Los negocios sólidos se construyen
en comunidades sólidas.

Empleos, educación y atención de la
salud son esenciales.

Hemos proporcionado micropréstamos
a miles de empresarios en Angola; financiado
universidades politécnicas en Indonesia;
y nos comprometimos a donar \$55 millones
al Fondo Mundial de lucha contra el SIDA,
la tuberculosis y la malaria.

Estamos marcando una diferencia donde se necesita.
Porque la realidad es que nuestro negocio depende
de comunidades prósperas.

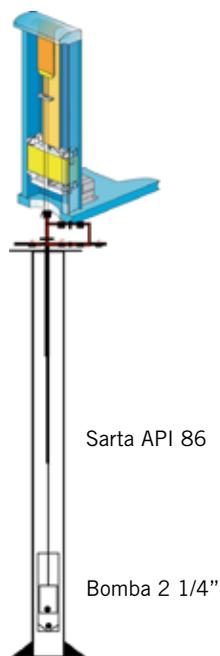
Más información en chevron.com/weagree

DE ACUERDO.

Michel Kazatchkine
Profesor Michel Kazatchkine
Director ejecutivo

Fondo Mundial de lucha contra el SIDA,
la tuberculosis y la malaria

Rhonda Zygocki
Rhonda Zygocki
Vicepresidenta ejecutiva de
políticas y planificación
Chevron



Profundidad de bomba	2500 m
Diámetro de bomba	2 1/4"
Válvula de pie	3 1/4"
Unidad de bombeo	Unidad carrera larga (900-360-288)
Régimen de bombeo (gpm)	2 - 4,50



1. Diámetro interno: 24,8mm Área: 483 mm²
 2. Diámetro interno: 32,78mm Área pasaje: 844 mm²
 3. Diámetro interno: 41,10mm Área pasaje: 1326 mm²

Figura 6. Área de pasaje en función del tipo de asiento. Gentileza de Bolland SA

distintos asientos utilizados en los diseños de las bombas de profundidad, se testearon en un banco de ensayos, a distintos caudales, las tres opciones. El banco se compone de un circuito cerrado por donde se hace circular forzosamente el fluido de ensayo. El sistema está conformado por un tanque de 1000 litros, una bomba centrífuga, un caudalímetro digital con una precisión de +/- 1%, dos manómetros en baño de glicerina, una válvula de contrapresión y un sistema de cañerías.

Como se observa en la figura 7, la pieza de mayor pasaje es la mejor, ya que presenta menor pérdida de carga en todo el rango de caudales evaluado. Se destaca, en sombreado, la zona

de interés, ya que dentro de esta se encuentran los caudales que manejarán estas bombas, donde la de mejor *performance* es la del asiento de mayor área de pasaje (VP 3 1/4", curva verde).

Resultados

En los siguientes gráficos se presenta la evolución de la producción en pozos con la misma curva tipo de producción y con los tres sistemas de elevación artificial propuestos.

Caso 1. Es importante mencionar que en la tercera intervención por falla en la bomba con el sistema BM (bombeo mecánico) convencional, se migró hacia

el BM modificado con LSPU (unidad de carrera larga). Con este sistema, se observa una producción estable y no se han presentado fallas asociadas a dicho sistema hasta la fecha.

Caso 2. Respecto de la intervención por adecuación en el bombeo electrosumergible, esta fue debido a un muy bajo caudal de producción, y al riesgo asociado que esto trae aparejado en la refrigeración de los motores de las electrosumergibles. La intervención se realizó para migrar al sistema BM modificado con LSPU. Desde esta intervención, el pozo produce en forma estable y no ha tenido intervenciones por fallas.

Caso 3. El pozo se completó realizando BM modificado con LSPU. El pozo produjo en forma estable, lo cual permitió alcanzar el punto máximo de producción rápidamente, minimizar maniobras de superficie (tratamientos químicos, espaciado, etc.) e intervenciones por fallas (mínimo *downtime*).

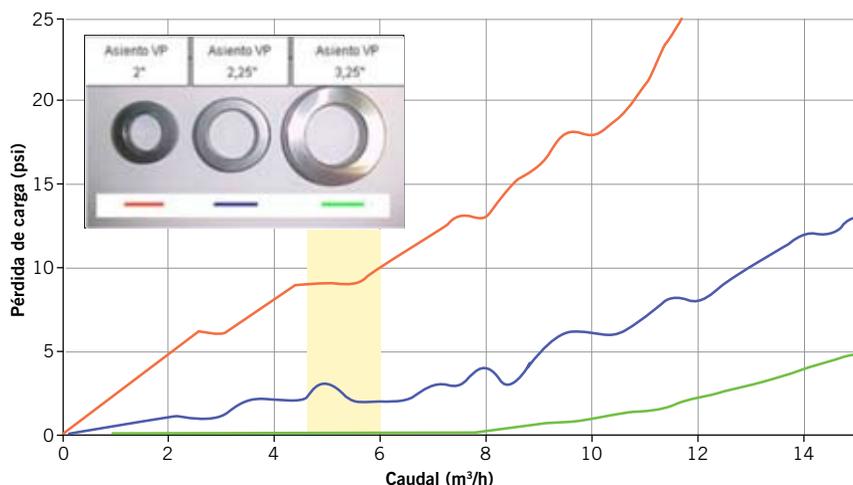


Figura 7. Comparativa de pérdida de carga

Comparativa económica

Como punto de partida en la comparativa económica, hay que tener en

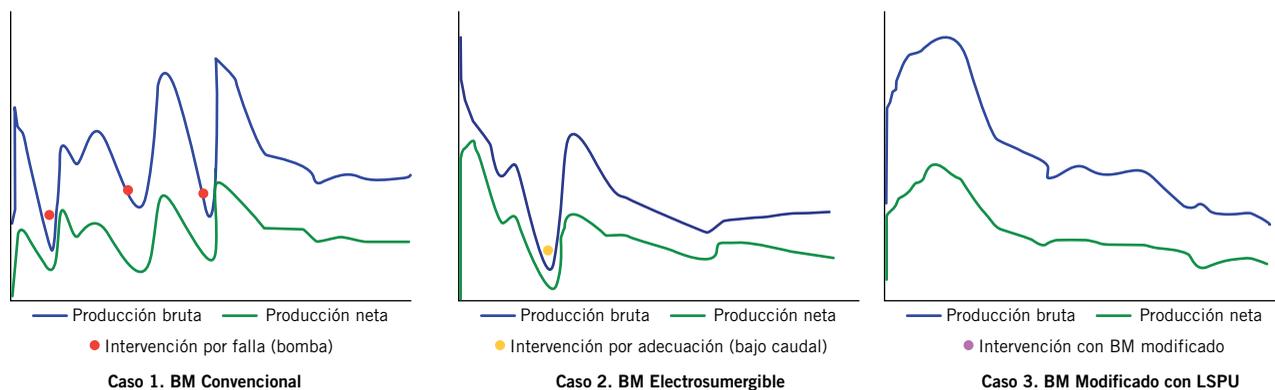


Figura 8. Los tres sistemas de bombeo

cuenta que se colocaron valores relativos respecto al de mayor valor. Por lo tanto, comparando la tres alternativas aplicadas, vemos que la opción 3 (LSPU con válvula de 3½”) es la de menor monto en lo que respecta a inversión en equipamiento y costos de intervenciones anualizado.

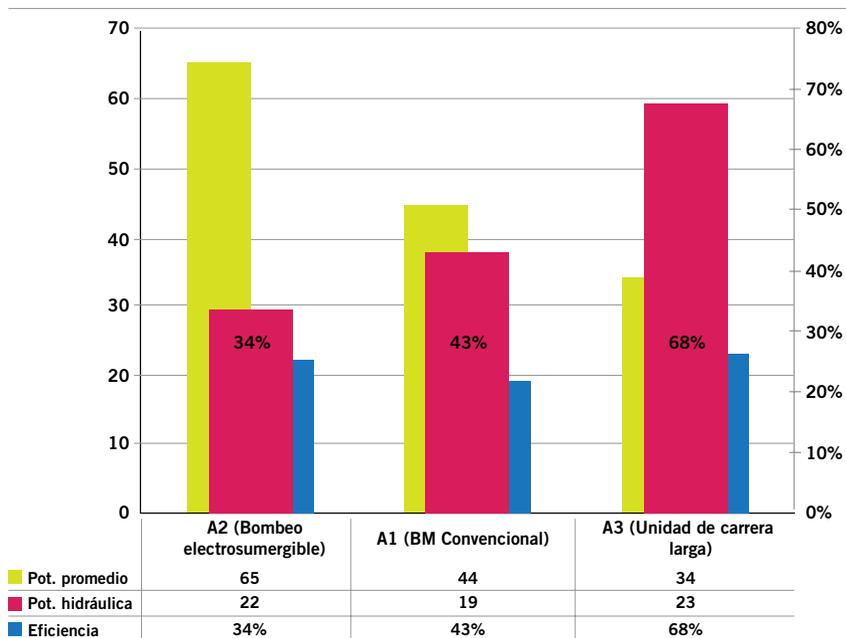
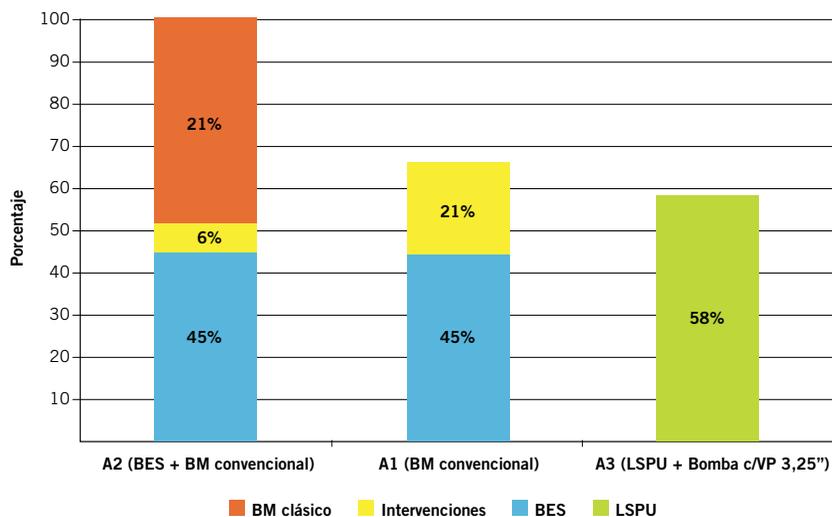
Comparativa energética

Para realizar este escenario, se utilizaron valores medidos en el campo en cuanto a las potencias eléctricas entregadas en los equipos; para las potencias hidráulicas los valores son calculados en el dinamómetro para

los sistemas de bombeo mecánico y para el sistema de bombeo electrosumergible mediante *software* que brinda el proveedor. Vemos que la alternativa 3 es la que tiene mayor eficiencia energética, complementando los buenos resultados obtenidos. ■

Conclusiones

- La alternativa encontrada con la modificación al bombeo mecánico provee los siguientes beneficios de acuerdo a lo evaluado:
1. Una alternativa técnico-económica más rentable.
 2. La optimización de la producción en pozos profundos, con fluido viscoso y caudal de producción intermedio.
 3. Una mejora del rendimiento energético global del sistema extractivo.
 4. La reducción de intervenciones con equipo de *pulling* y minimización de IPA.
 5. La estabilización rápida y en el tiempo de los regímenes de producción.
 6. La reducción de maniobras en superficie (bacheos, espaciado, circulación con agua, etcétera).



Bibliografía y consultas

- Pérdida de carga en bombas mecánicas: Eduardo Dottore & Eduardo Bausela. Bolland & Cía.
 Bombas de profundidad: Consultas a Bolland y a Weatherford.
 Unidades de carrera larga mejoran la eficiencia de extracción: Ing. Mauricio Antonioli.
Long Stroke Pumping Systems in Deep Well Applications – Field Study: Deana McCannell/Gulf Cda Res. Ltd., Derek R. Holden/Weatherford Artificial Lift Systems Cda Ltd. SPE 68791.
 Efecto mutuo de parafinas y asfaltenos. GPA. J. C. Sotomayor.

La gestión de integridad en un activo de más de 40 años

Por *María Pía Martínez*,
Oldelval SA

Puesto que más del 70% de los oleoductos que opera por Oldelval SA supera los 40 años en servicio, la empresa busca mantener un proceso de integridad de ductos adecuado a las exigencias actuales.

En este trabajo se presenta la evolución en el tiempo del proceso de integridad de ductos y las principales actividades que se desarrollan dentro del marco de la política de integridad de la compañía

Trabajo técnico presentado en el Congreso sobre integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo, Buenos Aires, julio de 2010

En abril de 1993, Oleoductos del Valle (Oldelval SA) comenzó la operación del Sistema de Oleoductos. El Estado, a través de YPF SA, cedió el 70% de su participación accionaria a una sociedad concesionaria formada por los productores de petróleo más importantes de la cuenca Neuquina.

El objetivo era transportar hidro-

carburos de los distintos clientes hasta los puntos de entrega; el hidrocarburo transportado pasaba a ser responsabilidad de Oldelval SA mientras se hallara dentro de su sistema, bajo la figura de hidrocarburo en custodia.

Como breve descripción, diremos que el sistema de oleoductos colecta el hidrocarburo prove-



Figura 1. Oldelval SA en la Argentina

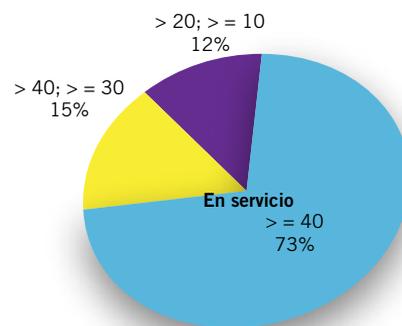


Figura 3. Distribución por años en servicio

cos; y una capacidad nominal para la disposición transitoria de petróleo de 173.000 m³ que le permite transportar un máximo de 36.500 m³ diarios sin utilizar polímeros reductores de fricción (ver figura 2).

Existen oleoductos que, aunque poseen una vida de diseño estimada, cuando el final de esta se acerca aún les quedan muchos años de utilización. Además, como durante su operación aparecen defectos que disminuyen su integridad, es importante que los operadores conozcan los riesgos que esto genera. La base para asegurar la integridad del sistema es la evaluación y gestión de estos riesgos asociados.

De la longitud del sistema de ductos de Oldelval SA, aproximadamente el 70% supera los 40 años de servicio, según puede observarse en la figura 3. El primer oleoducto de la compañía fue puesto en servicio en 1961, como puede verse en la figura 4. El diámetro predominante es de 14" en el 85% de la longitud del sistema.

El sistema de gestión de integridad permite asegurar, mediante el análisis sistemático continuo de la información, que los oleoductos y las estaciones de bombeo sean operados



Figura 2. Datos del sistema de oleoductos Oldelval SA, 2010

niente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen (todos en Neuquén), y los transporta a diferentes destinos como la terminal de embarque Oiltanking Ebytem SA de Puerto Rosales en la Costa Atlántica o Petrobras Energía SA (PESA), en Puerto Galván –inmediaciones de Bahía Blanca– (ambos destinos en la provincia de Buenos Aires); en el descargadero de camiones propiedad de YPF SA en Challacó y en el Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF SA (ver figura 1).

Al comenzar con las operaciones, el sistema de oleoductos estaba compuesto por 1513 km de cañerías instaladas de 10", 14" y 16" de diámetro, que abarcaban un recorrido

lineal que cubría 888 km de longitud. Actualmente, Oldelval SA tiene instalados 1719 km de cañerías, una potencia instalada de 146.330 hp tanto en turbinas como en motores eléctricos

Tramo	Línea	Diámetro	Puesta en servicio	Longitud
Puerto Hernández-Medanito	1	14"	1971	129
Puerto Hernández-Medanito	2	14"	1998	28,8
Medanito-Allen	1	16"	1969	110
Medanito-Allen	2	14"	1998	22
DPH-Allen	2	10"	1976	131,9
Challacó-Puerto Rosales	1	14"	1961	624
Allen-Puerto Rosales	2	14"	1969	513,4
Allen-Puerto Rosales	3	14"	1998	151
Cerro Bayo		4"		8,5
Total (km)				1718,6

Figura 4. Datos de los tramos de oleoductos

y manejados minimizando el nivel de riesgo de las líneas y en una total concordancia con las directivas empresariales. Así se puede garantizar la detección temprana y el acondicionamiento de defectos críticos, se maximiza la confiabilidad con que se operan las líneas y se reduce al mínimo la aparición de fallas eventuales.

Antecedentes

Inicialmente, la empresa contaba con un programa de mantenimiento basado en la mitigación de la corrosión externa, cuya principal herramienta de diagnóstico era la de inspección interna MFL (Flujo Magnético Longitudinal). El monitoreo se realizaba a través de las variables del sistema de protección catódica. La gestión estaba orientada a detectar la causa de falla de mayor ocurrencia, como puede observarse en la figura 5.

Incidentes ocurridos en 1997 y 1998 impulsaron el desarrollo de un sistema de integridad para contemplar el riesgo de falla por distintos mecanismos y considerar sus avances con el tiempo. Se gestionó entonces el desarrollo de un departamento de integridad de ductos, como también la utilización de nuevas tecnologías para el monitoreo y la inspección interna de ductos.

En la actualidad, la empresa cuenta con un Proceso de Integridad de Ductos cuyas metas principales son:

- Asegurar la confiabilidad del sistema, al reducir el nivel de riesgo asociado a la instalación.
- Minimizar la probabilidad de falla a niveles aceptables y en

1998 - SCC - Alto PH



1998 - Hock Crack Fatiga



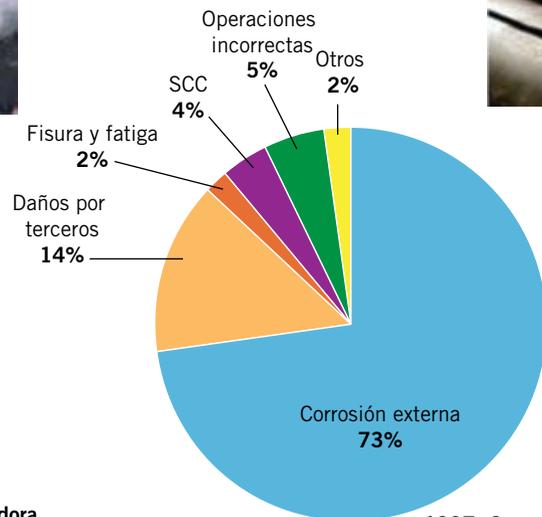
2009 - Retroexcavadora



2003- Corrosión sobre ERW



1997- Corrosión en ERW



Fuente de información: Registros internos desde 1993 a la fecha

Figura 5. Distribución de pérdidas y roturas por causa

concordancia con los intereses del negocio.

- Establecer una filosofía de trabajo proactiva.

Política y estrategia

La definición de una Política de Integridad de ductos y la formulación de la Estrategia para cumplirla conforman el contexto de aplicación del Proceso de Integridad, ver figura 6. Estas se completan con dos marcos de trabajo:

- Obligatorio: Reglamento

Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañería (RTHL 1460/2006).

- De referencia: ASME B31.4: Sistemas de Cañerías de Hidrocarburos Líquidos, ASME B31: Código para Cañerías Presurizadas, ASME B31G: Manual para la Determinación de la Resistencia Remanente de Cañerías Corroídas, API 570: Aptitud para el Servicio, API 570: Gestión de Riesgos de Proceso, API 1160: Sistema de Gestión de Integridad para Cañerías con Líquidos Peligrosos.

Política

- Cumplir con el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías.
- Ejecutar y mantener permanentemente actualizados el diagnóstico de la condición de integridad del sistema de oleoductos.
- Planificar y observar la ejecución de los programas de mantenimiento, en conformidad con la legislación vigente, las normas técnicas y las mejores prácticas de la industria.
- Garantizar la adecuación de los ductos para las necesidades operacionales y de seguridad, en las áreas definidas como sensibles.
- Implementar un sistema de información de ductos, garantizando el acceso jerarquizando a la información para toda la organización.
- Implementar la mejora continua en nuestra gestión, basando

nuestras acciones en el control y evaluación de riesgos en forma permanente.

- Recomendar la inversión en la tecnología apropiada.
- Asegurar la correcta identificación, señalización y registro de los ductos y sus respectivas áreas de servidumbre, con el fin de evitar accidentes relacionados con la acción de terceros.
- Buscar el compromiso permanente, la formación y capacitación de nuestro personal.

Estrategia

- Ejecutar análisis de Riesgo de Falla en forma permanente Derrame 0 (cero).
- Priorizar el análisis en las Áreas denominadas Sensibles.
- Actualización constante de la herramienta de gestión (GIS y Módulo de Riesgo).

Figura 6. Políticas y estrategias para la integridad de ductos



Somos la mayor transportadora de gas en América del Sur.

Con un sistema de gasoductos de 8628 km, TGS transporta el 62% del gas de la Argentina. Con más de 30 plantas compresoras instaladas, participa en el segmento Midstream y en la producción de líquidos del gas natural, operando bajo las más estrictas normas de calidad que le han valido las certificaciones ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001.

Nuestros gasoductos cubren casi tres veces la distancia entre Madrid y Moscú.



Proceso de integridad de ductos

El Proceso de Integridad (figura 7) comprende las siguientes actividades:

I. Proceso inicial, desarrollado para cañerías que se incorporan al sistema:

- Información base, para incluirla en el sistema GIS (sigla derivada del inglés *Geographic Information System*, su traducción es: sistema geográfico de información).
- Análisis de Riesgo Básico que permite conocer el riesgo relativo de la nueva cañería frente a la existente.
- Relevamiento base, mediante Inspección Interna (ILI), Prueba Hidráulica (PH) o Evaluaciones Directas (DA), en este orden de prioridad y en función de la factibilidad de realización de cada una de las alternativas.

II. Proceso:

- Ejecución de los requerimientos de monitoreo, inspección, mitigación y ensayos.
- Definición de los criterios de aceptación y rechazo.
- Evaluación de integridad, para establecer la aptitud para el servicio.
- Almacenaje y gestión de la información.
- Evaluación de riesgo, como herramienta primaria para la for-

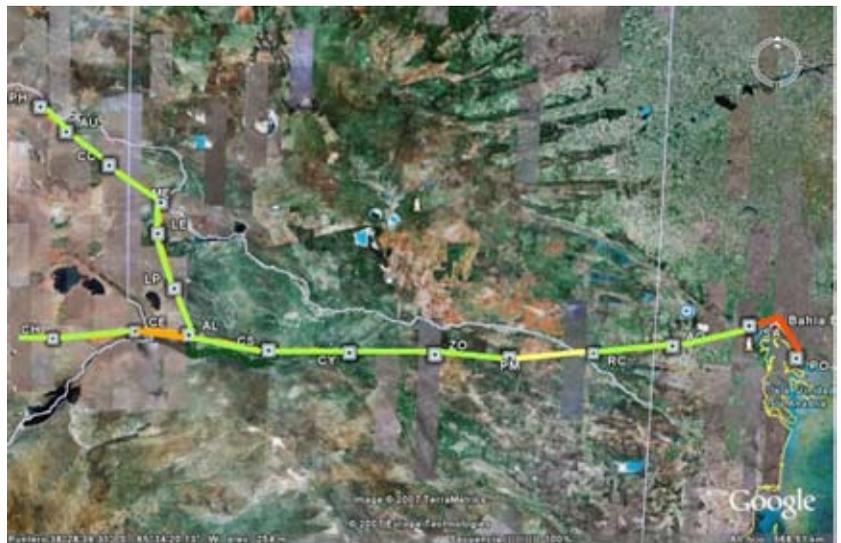


Figura 8. Resumen análisis de riesgo básico

mulación de los planes de aseguramiento de la integridad.

- Diseño de los planes de mitigación, para asegurar la integridad en el tiempo y la gestión de riesgos.
- Evaluación de resultados, revisión de los planes y auditorías.

Proceso inicial

Cuando se incorpora un nuevo tramo de ducto al sistema, en primera instancia se releva toda la información del sistema para incluirlo en el GIS: plan altimetría georeferenciada, datos de diseño y montaje.

Luego, se realiza un análisis de riesgo base con metodología de tipo cualitativa, que relaciona la probabilidad de ocurrencia de una falla y la consecuencia que ese evento produciría sobre la población y el medio ambiente en las cercanías del oleoducto. En la figura 8 pueden verse los tramos evaluados y en escala de colores el nivel de riesgo asociado: para el riesgo bajo el color verde, para riesgo medio el amarillo y para el riesgo alto, naranja, mientras que para el riesgo muy alto, se utiliza el rojo.

Esta sencilla metodología provee un marco de trabajo para tomar conciencia acerca del riesgo relativo presente entre tramos y la ubicación relativa de uno nuevo.

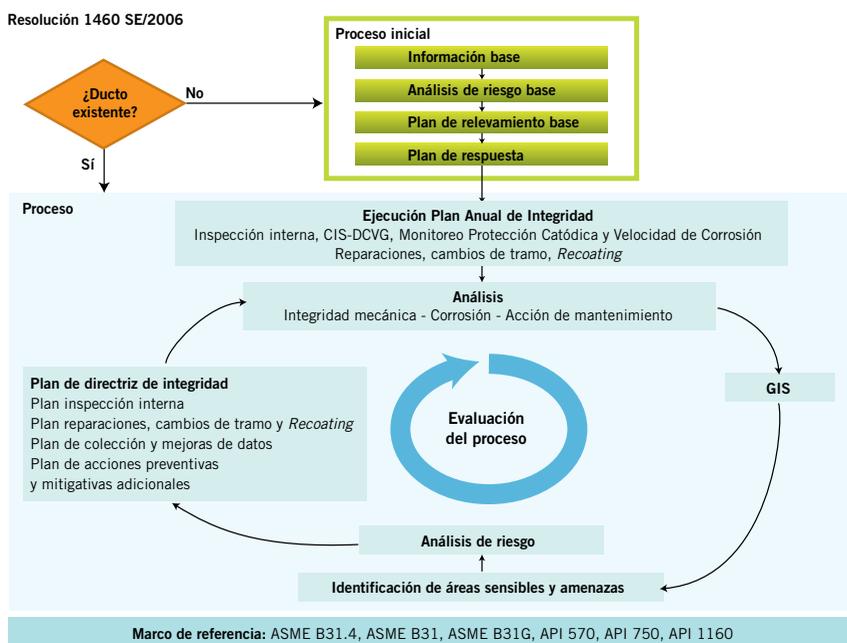


Figura 7. Proceso Integridad de Ductos de Oldelval SA

Proceso

Entradas al proceso

Existe una entrada básica establecida por la autoridad de aplicación, que es la Resolución 1460/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación. Esta establece el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías que fija las pautas generales para el Sistema de Gestión de Integridad de Ductos.

De las acciones de mantenimiento y del proceso de gestión de integridad surgen numerosas entradas al sistema:

- Reportes de mantenimiento de ductos, los cuales son generados durante la ejecución del Programa anual de reparaciones, cambios de tramo, relevamientos de variables



LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



- Revestimiento interior y exterior en tubulares para líneas de conducción
- Revestimiento interior y exterior para pozos de producción e inyección
- Revestimiento interior y exterior en instalaciones de superficie
- Revestimiento interior en barras de sondeo
- Revestimiento en varillas de bombeo nuevas o recuperadas.
- Inyección de centralizadores en tubing
- Inyección de centralizadores en varillas de bombeo nuevas o recuperadas.
- Fabricación de señalización

Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 448-6806 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar

Base Neuquén: Tel.: +54 0299 445-7000 / email: info@zoxisa.com.ar

Sistema de Gestión de la Calidad
Certificado desde Enero del 2002



www.zoxisa.com.ar

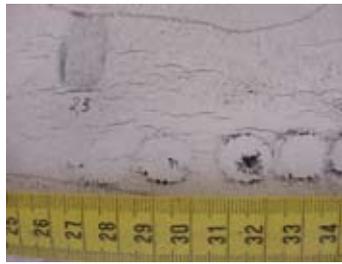
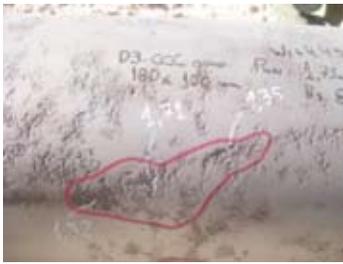


Figura 9. Corrosión externa

de protección catódica, relevamientos de variables de sucesos y ensayos no destructivos.

- Resultados de inspecciones realizadas (figura 9) (inspecciones internas, inspecciones externas, relevamientos paso a paso –CIS–, etc.).
- Cálculo de riesgo de falla, que conjuga todas las informaciones ordenadas y organizadas en el sistema GIS, calculando un valor de riesgo igual a la probabilidad de falla por consecuencia de ocurrencia.
- Modelo de crecimiento de defectos, herramienta que proyecta los defectos en el tiempo.

Análisis

• GIS

Toda la información es incorporada a las bases de datos GIS, lo que permite contar con un soporte magnético y ordenado.

• Análisis de riesgo

La evaluación de riesgos utilizada es un proceso analítico continuo y semicuantitativo, mediante el cual se determinan los riesgos y tipos de eventos adversos que pueden llegar a impactar sobre la cañería; y determina la probabilidad de que esos eventos o condiciones ocurran. Contempla el nivel de severidad o impacto de las consecuencias que podrían

tener lugar después de acontecida la falla. Se ejecuta anualmente y se pone especial atención en la identificación y actualización de las áreas sensibles que atraviesa el sistema de oleoductos.

Es calculado como el producto de dos factores: la probabilidad de falla de que ocurra algún evento adverso sobre la cañería y las consecuencias que ese evento ocasiona.

$$\text{Riesgo} = \Sigma (P_i \times C_i)$$

En donde P_i es la probabilidad de ocurrencia de un evento particular y C_i es el impacto correspondiente a dicho evento. Los resultados típicos se reflejan en la figura 10.

La probabilidad de ocurrencia pondera para la cuantificación de la probabilidad de falla de la cañería los siguientes factores:

$$P_i = (P_{CE} + P_{CI} + P_F + P_G + P_{DT} + P_{DN} + P_D + P_{OM})$$

En donde:

P_{CE} = Probabilidad de ocurrencia de falla por corrosión externa.

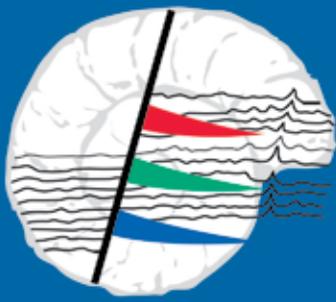
P_{CI} = Probabilidad de ocurrencia de



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E.

- Operación y mantenimiento de plantas y yacimientos
- Monitoreo de condición de equipos por diferentes técnicas
- Laboratorio de Metrología SAC INTI

ENSI Tel: +54 299 449 4100 | Fax: +54 299 449 4199 | E-mail: ventas@ensi.com.ar | web site: <http://www.ensi.com.ar>



VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

8 al 12 de noviembre de 2011 - Mar del Plata



Sheraton Mar del Plata Hotel

Movilizar los Recursos

Hidratos

CBM

Petróleos Pesados

Shale Oil

Tight Gas

Shale Gas

Nuevas Cuencas

EOR



organiza



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

auspician



Informes:

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Maipú 639 (C1006ACG), Buenos Aires, Argentina

congresos@iapg.org.ar

www.iapg.org.ar

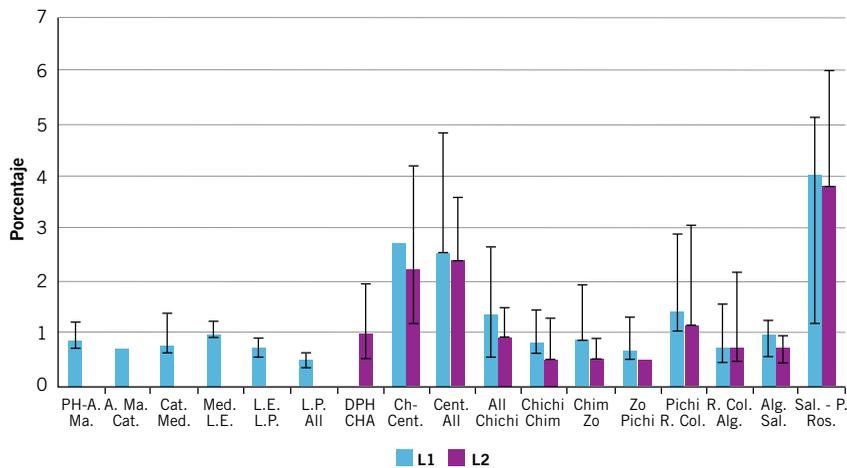


Figura 10. Nivel de riesgo promedio por tramo del sistema y línea. Máximos y mínimos del tramo

ces, actividades de terceros, etcétera.

Para cada índice, un consultor externo ha desarrollado y mantiene una fórmula donde intervienen las variables que afectan al mecanismo de falla. Estas fórmulas modelan el mecanismo actuante actual y, en algunos casos, cuando el defecto es dependiente del tiempo, proyectan el estado en un período de tiempo definido.

La ponderación de la consecuencia asociada a la ocurrencia de un evento en particular cuantifica la incidencia de este sobre la seguridad de las personas, el impacto al medio ambiente y en los negocios de la compañía, tanto en lo que se refiere al impacto económico directo por el corte en el transporte de petróleo como a la pérdida de prestigio frente a la opinión pública. A efectos de la determinación del factor de impacto de la falla, se tiene en cuenta, fundamentalmente, la identificación de áreas

falla por corrosión interna.

P_F = Probabilidad de ocurrencia de falla por fisura.

P_G = Probabilidad de ocurrencia de falla por defectos geométricos.

P_{DT} = Probabilidad de ocurrencia de falla por daños por terceros.

P_{DN} = Probabilidad de ocurrencia de falla por daño natural.

P_D = Probabilidad de ocurrencia de falla por diseño.

P_{OM} = Probabilidad de ocurrencia de falla por operación y mantenimiento.

defectos internos y externos debidos corrosión, a defectos de fabricación de las cañerías, a imperfecciones ocurridas durante el montaje. Se completa con los distintos relevamientos de protección catódica, CIS-DCVG, cru-

Probabilidad de falla por tramo del sistema y línea

Esta metodología (figura 11) parte de la base de información que proveen las distintas inspecciones internas, que consiste en la detección, en la clasificación, en la localización y en establecer la dimensión de los

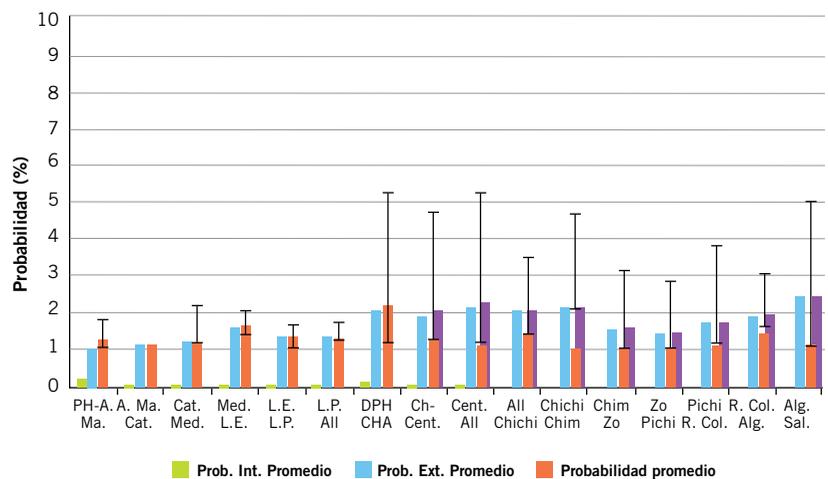


Figura 11. Probabilidad de falla por tramo del sistema y línea. Máximos y mínimos del tramo

Lineal

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

Customs Solutions

Freight Solutions

Trade Solutions

Suipacha 211 | Piso 19 | Oficina I | CABA | Argentina | Tel + 5411 4326 4315 | www.linealsoluciones.com

LSL
by

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

¿Usted se lo perdería?



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



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

La Rural · Buenos Aires · Argentina

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

LA EXPOSICIÓN

- ...> 14 mil m² de exhibición
- ...> 80% del espacio vendido
- ...> Las empresas más importantes del sector y representantes de todo el mundo

EL CONGRESO

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

Actividad conjunta



www.aog.com.ar · www.cie-energia.com.ar

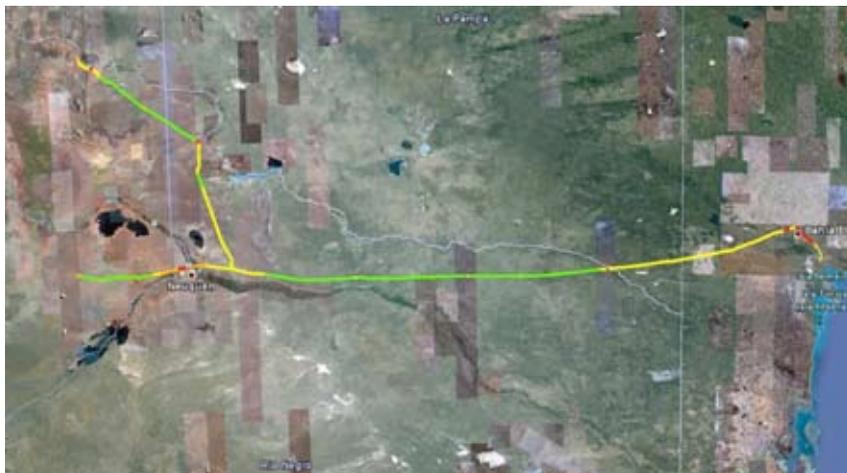


Figura 12. Mapa de áreas sensibles

sensibles, que se establece en función a la clase de ocupación y las características del entorno (figura 12).

$$C_i = (C_p + C_{MA} + C_N)$$

En donde:

C_p = Consecuencia sobre las personas.

C_{MA} = Consecuencia sobre el medio ambiente.

C_N = Consecuencia sobre el negocio.

Se realiza una segmentación que permite el análisis sectorizado de la tubería, para lo cual la longitud de los segmentos se establece en función de las áreas sensibles identificadas y hasta un mínimo de 3 km.

Evaluación

Luego de realizado el análisis del cálculo de riesgo, se genera un reporte de estado que incluye:

- La distribución sectorizada de factores de:
 - Corrosión externa: defectos, velocidad de corrosión, propiedades del medio, potenciales de protección catódica y condición del revestimiento.
 - Corrosión interna: defectos, velocidad de corrosión, propiedades del fluido.
 - SCC: defectos, susceptibilidad del sistema, propiedades del medio, condición del revestimiento.
 - Fisuras: defectos, velocidad de crecimiento, propiedades del material.
 - Geometrías: defectos.
 - Daños por terceros: nivel de actividad, aéreas sensibles.
 - Daños naturales: aéreas sensibles.
- Proyección de crecimiento de

defectos, por corrosión externa e interna, en un plazo establecido en función de los objetivos planteados en la empresa.

- Cálculo de la condición mecánica sectorizada de la línea, actual y proyectada, frente a defectos generados por corrosión interna, corrosión externa, fisuras y SCC; en función del perfil de presión actual.
- Cálculo de la probabilidad de falla sectorizada de cada línea, actual y proyectada.
- Cálculo de la consecuencia de falla sectorizada, considerando los factores de impacto.
- Análisis semicuantitativo actual y proyectado de riesgo. En la matriz resultante se definen regiones que determinan las prioridades de los distintos cursos de acción.
- Determinación actual y proyectada de la máxima capacidad operativa, manteniendo las condiciones actuales de integridad.
- Índices de *performance* que permiten controlar el estado de integridad del ducto.

Salida del proceso

MAPO (Máxima Presión de Operación)

Durante el Proceso de Integridad se verifica, se evalúa y se analiza que los defectos existentes en los oleoductos en su estado actual tengan la suficiente aptitud para el servicio a la máxima presión de operación admisible (MAPO) establecida en cada tramo. De aquí surgen distintos cursos de acción, modificaciones de MAPO temporarias o permanentes;

y/o reparaciones o cambios de tramo que son incluidas en el Plan de Mantenimiento.

Plan Director de Integridad

Contempla las acciones que deben realizarse en los ductos y en las estaciones de bombeo en distintos períodos de tiempo, para asegurar el estado de integridad de sus cañerías.

Plan Anual de Integridad de Ductos

Cada año se emite un documento con todas las acciones de monitoreo, inspección, reparación y las acciones mitigativas tendientes a disminuir las consecuencias de una falla, las cuales son implementadas por Operaciones & Mantenimiento.

Dado que constantemente se adquieren nuevos conocimientos e informaciones sobre las instalaciones como producto de las acciones de mantenimiento que se llevan a cabo en nuestro sistema, estos se reportan para incorporar al Plan Anual de Integridad de Ductos.

Principales acciones

Desde 1993 la compañía ha realizado numerosas acciones para asegurar la integridad del sistema: acciones de prevención, monitoreo y mantenimiento continuas, optimizadas y articuladas. A continuación se resumen las principales.

- **Acciones de mantenimiento:** se realizaron cambios de cañerías debido a su estado de integridad, renovación de caños como reparación permanente, excavaciones para reparaciones puntuales y reforrados menores.
- **Acciones de prevención:** se hicieron cambios de traza, instalaciones de trampas de lanzamiento y recepción, Inspección Interna (ILI), Flujo Magnético Longitudinal (MFL), Flujo Magnético Transversal (ILI TFI), Ultrasonido Medición de Espesor de Pared (ILI UTEP), Ultrasonido Detección de Fisuras (ILI UTF), ILI de mapeo, ILI geométrico, relevamientos paso a paso y gradiente (CIS/DCVG), análisis de fatiga y tensión umbral de SCC.
- **Acciones de monitoreo del sistema de oleoductos:** se instaló el sistema Scada, se implementó

un simulador de la operación del ducto y el GIS. Los patrullajes terrestres se sectorizaron y se diferenciaron las frecuencias diarias, semanales y anuales. Además, se telegestionaron equipos rectificadores; y se instalaron estaciones de protección anticorrosiva (EPA) a lo largo de la traza, para monitorear la velocidad de corrosión y los parámetros del revestimiento.

Conclusiones

El proceso presentado permite minimizar los costos asociados a los impactos al medio ambiente, la seguridad y a la salud de las personas; así como las implicancias legales del negocio. Su ponderación es potencial, dado que sólo una vez ocurrido un impacto se conocen los costos asociados, los cuales depende directamente del área afectada y de su sensibilidad. En la práctica, estos costos pueden ir desde los 10.000 dólares estadounidenses (US\$) para una reparación me-

nor con mínima remediación, hasta el millón de dólares para reparaciones con remediaciones mayores.

El aseguramiento de la integridad se basa en el análisis sistémico y continuo del estado de las cañerías, de las amenazas y de las aéreas sensibles. Por ello, ante la variabilidad de las condiciones operativas y tecnológicas del medio ambiente, se tornan imprescindibles las revisiones periódicas del proceso.

Al mismo tiempo, y atentos a adecuar constantemente la modelización del sistema, fue necesario incorporar metodologías de análisis de riesgo de mayor complejidad, pasando desde un análisis de riesgo cualitativo del tipo puntaje, a uno semicuantitativo.

Para el desarrollo del Plan de Integridad a largo plazo, se requirió de la incorporación de herramientas de proyección de estado, tales como modelos de crecimiento de corrosión y de análisis de fatiga, ambos tipos de vital importancia.

Por último, hay que considerar que a medida que se incrementan los

años de servicio del ducto, aumenta la complejidad en la gestión de su integridad, ya que aparecen nuevos eventos y también recurren algunos que se suponían controlados. ■

Bibliografía

- American Society of Mechanical Engineers*, ASME B31.4 "Systems for liquid hydrocarbons and other liquids".
- American Society of Mechanical Engineers*, ASME B31G "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines".
- American Petroleum Institute*, API 570 "Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems".
- American Petroleum Institute*, API 750 "Process Risk Management".
- American Petroleum Institute*, API STD 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.

Diseño Conceptual y Aspectos de Operación de Conductos para el Transporte de Hidrocarburos

El IAPG ha incorporado a su Calendario de Cursos, una serie de actividades enfocadas en el diseño conceptual y la operación de conductos para el transporte de hidrocarburos.

Se trata de actividades especialmente diagramadas para proveer conocimientos que el asistente, sea un ingeniero de proyectos, ingeniero de operaciones o responsable operativo u operador, pueda aplicar inmediatamente en la problemática habitual del día a día. El instructor es el Ing. Martín Di Blasi, prestigioso profesional argentino residente en el Canadá.



DISEÑO Y OPERACIÓN DE CONDUCTOS PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

13 al 15 de junio

AUTOMATIZACION, CONTROL Y OPERACIÓN DE CONDUCTOS

16 y 17 de junio

CONDUCTOS TRONCALES PARA EL TRANSPORTE DE GAS Y PETROLEO: DISEÑO Y OPERACION

24 al 28 de octubre

cursos@iapg.org.ar - www.iapg.org.ar



La vertiginosa demanda de crudo en China

La demanda aparente de petróleo del gigante asiático registró en febrero un porcentaje de incremento del 10,1% interanual, y alcanzó un promedio de 9,58 millones de barriles por día (MMb/d) de acuerdo con un análisis de la agencia informativa especializada Platts. Es el segundo crecimiento más alto de la demanda tras el máximo histórico de diciembre

La demanda aparente de petróleo china, el pasado mes de febrero, registró un porcentaje de incremento del 10,1% interanual, y alcanzó 36,65 millones de toneladas métricas (MMtm), es decir, un promedio de 9,58 MMb/d de acuerdo con un análisis de Platts basado en cifras publicadas recientemente por el gobierno del país asiático. Se trata del segundo crecimiento más alto de la demanda tras el récord registrado dos meses antes de este, en que se logró un máximo histórico.

La demanda aparente o implícita de petróleo de China es calculada por Platts sobre la base de los volúmenes de producción de crudo de las refinerías nacionales y las importaciones netas de productos petroleros, según lo informado por la Oficina Nacional de Estadísticas y la Aduana de China.

De este modo, la demanda de petróleo de febrero superó en un 4,2% a la de enero, que fue de 9,19 MMb/d, y fue levemente inferior al récord máximo de 9,62 MMb/d alcanzado en diciembre.

Esto no hace sino responder a los análisis internacionales que se figuran en China, con sus 1300 millones de habitantes y una expansión gigantesca, una demanda creciente e imparable.

El repunte en la demanda de petróleo, luego de la declinación producida en enero, se atribuye a una mayor capacidad de producción de crudo por parte de diversas refinerías, antes de los cierres programados, y a la mayor producción registrada por otras plantas a raíz de las tareas de mantenimiento planificadas.

Acumular por previsión

Calvin Lee, analista senior de Platts para China, afirma que “las compañías chinas de petróleo se han mostrado ansiosas por acumular *stocks* de productos refinados, especialmente el diésel, con el fin de garantizar un suministro adecuado para las zonas afectadas por la sequía y en previsión de una demanda pico por la temporada agrícola de primavera, entre febrero y abril”.

Las importaciones de crudo del segundo mayor consumidor mundial de petróleo aumentaron el 7,8% interanual en febrero, hasta alcanzar 19,95 millones de toneladas métricas, que significan 5,22 MMB/d.

A la vez, las exportaciones de crudo cayeron al mínimo de los últimos tres años de 80.000 tm, un 63,64% menos que la cifra registrada el año anterior, según indicaron los datos publicados por la Administración General de Aduanas de China.

Las importaciones de crudo continuaron aumentando en febrero ya que las compañías chinas decidieron recurrir a los barriles de crudo del exterior para satisfacer sus requerimientos de materia prima, y está previsto que la producción nacional de crudo no experimente cambios este año.

Los datos suministrados por la Oficina Nacional de Estadísticas indicaron que las refinerías chinas estatales procesaron 35,21 millones de toneladas métricas de crudo en febrero (un promedio de 9,22 MMB/d), superando el récord previo de 9,16 MMB/d de diciembre.

Por último, la capacidad de producción de crudo de febrero fue 10,4% mayor que la del año anterior y superó en un 4,9% a los 8,79 MMB/d de enero.

De acuerdo con un estudio mensual de Platts, estaba previsto que las refinerías pertenecientes a Sinopec y a PetroChina incrementaran las entradas de petróleo crudo hasta alcanzar un promedio del 89% en febrero, frente al 85% de enero. En el mes de diciembre, las refinerías operaron a un 80% de su capacidad.

Según informaron previamente fuentes industriales, el incremento de la capacidad de producción de crudo de febrero provino principalmente de Sinopec, que tiene previsto procesar 228 millones de toneladas métricas de crudo en el año 2011, lo que representa un incremento del 8% respecto de los 211 millones de toneladas métricas del año 2010.

Las importaciones netas de productos petroleros de febrero registraron un incremento interanual del 5,1%, con 1,44 millones de toneladas métricas, pero experimentaron una reducción del 15,8% respecto de las importaciones netas de productos petroleros de 1,71 millones de toneladas métricas registradas en enero.

Según lo manifestado por Lee, “es probable que la capacidad de producción de petróleo crudo decline levemente ya que diversas refinerías cerrarán totalmente



por tareas programadas de mantenimiento. No obstante, esta caída probable será mínima ya que Sinopec está preparada para incrementar las tasas de operación en ciertas plantas para compensar la pérdida de capacidad de producción”.

Datos comerciales mensuales en millones de toneladas métricas

En todo caso, el gobierno chino publica datos sobre importaciones, exportaciones, producción nacional de crudo y capacidad de producción de las refinerías de China, pero no suministra datos oficiales sobre las cifras reales de consumo de petróleo y las existencias de petróleo en reserva.

De tanto en tanto, se publican estadísticas oficiales sobre los volúmenes de almacenamiento de crudo. Vale aclarar que Platts publica su cálculo mensual de la demanda aparente de China entre el día 18 y el día 26 del mes pertinente.

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en China la demanda se ha disparado en la última década, y ya contribuye con un 36% del crecimiento proyectado en el uso global de energía. De hecho, según las previsiones de la agencia, su demanda aumentará el 75% entre 2008 y 2035.



	Feb. 11	Feb. 10	% de cambio	Ene. 11	Dic. 10	Nov. 10	Oct.10
Importaciones netas de crudo	19,87	18,29	+8,64	21,52	20,62	20,33	16,13
Producción de crudo	15,90	15,11	+5,23	17,81	17,52	17,52	17,75
Demanda aparente	36,65	33,28	+10,13	38,90	40,73	38,09	37,88

Para ese año, ya representará el 22% de la demanda mundial, a diferencia del 17% de hoy. Incluso, según datos de la IEA, en 2009 China superó a los Estados Unidos como el mayor consumidor de energía del mundo. Y su aumento entre 2000 y 2008 cuadruplicó el de la década previa.

Las perspectivas de crecimiento adicional siguen siendo sólidas, asegura el organismo energético, puesto que el ni-



vel de consumo per cápita de China no es alto, pero no hay que olvidar que es el país con mayor número de habitantes del planeta, con unos 1300 millones de habitantes. Y sus proyecciones de crecimiento económico, de los cambios en su estructura económica y de sus políticas energéticas y ambientales, así como su aumento poblacional, cuentan.

Un país cuya población abandona velozmente el campo y tiende a una fuerte urbanización y a una sostenida industrialización tiene la necesidad de importar combustibles fósiles para satisfacer su creciente demanda interna. Esto, como se ve, ya impacta en los mercados internacionales.

La compra y fusiones con petroleras occidentales ya se ha vuelto poco novedoso, algunas de ellas en China.

Y algo que no hay que desdeñar: lo gigantesco que es el mercado interno de China, dice además la IEA, la empuja a invertir en renovables y a invertir en nuevas tecnologías para obtener energía con bajas emisiones de carbono, así como para recuperar los hidrocarburos de la manera más eficiente posible. Todos conocimientos de los que se pueden servir otros países a la hora de pensar en sus propios yacimientos. ■

Fotos: Gentileza Cristian Masarik



El IAPG ofrece más oportunidades de capacitación en Protección Catódica enriqueciendo su convenio con NACE International.

Los programas de Protección Catódica de NACE, la organización líder a escala mundial en soluciones para control de la corrosión, son diseñados para profesionales y técnicos que trabajan en este campo, desde el principiante hasta el especialista y ofrecen la posibilidad de Certificación Internacional, validada por NACE.

Este año, en el IAPG dictarán los siguientes cursos:

NACE - CP INTERFERENCE

22 al 27 de agosto

NACE CP4 – ESPECIALISTA EN PROTECCIÓN CATÓDICA

17 al 22 de octubre

NACE CP1 – ENSAYISTA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

7 al 12 de noviembre

NACE CP2 – TÉCNICO EN PROTECCIÓN CATÓDICA

14 al 19 de noviembre

Vacantes limitadas.

Para más información consultar www.iapg.org.ar/cursos



25th WORLD GAS CONFERENCE

KUALA LUMPUR
MALAYSIA

Conducted by the Industry, for the Industry



*Kuala Lumpur,
Malaysia.*

Be Where The Decision Makers Are. Book Your Exhibition Space Now!
E-mail us at exhibition@wgc2012.com or visit our website.

Raise Your Company Profile with Maximum Exposure.
Become a Sponsor.
E-mail us at sponsorship@wgc2012.com or visit our website.

Call for Papers is Now Open!

Registration is Now Open!

visitour
website
www.wgc2012.com

- Visitors and Delegates from **65 countries**
- Over **3,500 conference delegates**
- Highs of **30,000 trade visitors** expected

Network with industry leaders and discuss the latest trends, strategies and technologies at the most important gas conference held in Asia in 2012.

See You in Kuala Lumpur!

"Gas: Sustaining Future Global Growth"
Kuala Lumpur, Malaysia. 4 - 8 June 2012



Patron

In Association With



Host Sponsor



Organiser



KUALA LUMPUR
2012
WORLD GAS CONFERENCE



Enrique Kreibohm, el ingeniero de los detalles

Es ingeniero civil pero toda su trayectoria giró alrededor del petróleo. De Jefe de Campamento en Campo Durán a Gerente General de Contratos de Exploración y Explotación en Yacimientos Petrolíferos Fiscales, también es figura imprescindible del IAPG, donde ha sido Director Técnico y hoy colabora con la Comisión de Publicaciones

Enrique Lucio Kreibohm tiene de criollo apenas ese segundo nombre que recuerda a su abuelo materno, Lucio Quiles, de familia tradicional en Tucumán. Y una gran pasión por el mate amargo.

Por lo demás, todo en él responde al arquetipo que desde lejos siempre se tuvo del alemán, que es el origen de su apellido: eficiente, eficiente y eficiente. Y si por casualidad algún lugareño de La Viña, en San Salvador de Jujuy, donde nació en 1927 y pasó su infancia, no sabía insuflarle a “Kreibohm” la pronunciación acertada, al rato de tratar con él, ya empezaba a distinguir que tenía enfrente a alguien distinto. Y que merecía un poco más de dedicación, incluso al nombrarlo.

Es que, a simple vista, este hombre sencillo, delgado y de altura mediana, pelo oscuro y bigote fino, se mimetiza con el ambiente y hasta desaparece, mientras todos a su alrededor, con voces siempre más estentóreas, expresan sus puntos de vista. Entonces, cuando Enrique Kreibohm finalmente expresa su parecer, las pocas frases que suelta

encierran siempre tal sensatez y poder de observación, dichas con voz tranquila y exquisitamente amable, que difícilmente alguien le lleve la contraria.

La clave está, sin duda, en ese poder de observación, detallista y riguroso, del que nada escapa y que lo conduce siempre a la frase acertada.

Quienes fueron parte de su entorno durante décadas en los yacimientos lo han recordado para estas páginas de esa forma: afable, preciso y capaz de una gran seriedad en el trabajo y en la vida cotidiana. Quienes hoy trabajan con él tienen esa misma tranquilidad: la de contar con un profesional confiable que siempre tiene tiempo para dar una mano.

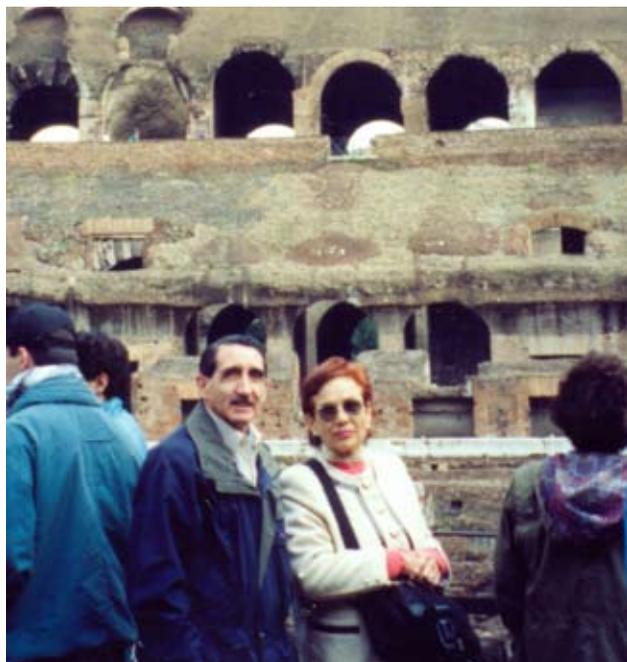
Pasión por la ingeniería

Según las fotos, Enrique se da un aire a su abuelo, Wilhelm, que llegó en 1894 con su esposa e hijos desde Hannover (NE de Alemania) a Tucumán, donde fundó el clan Kreibohm.

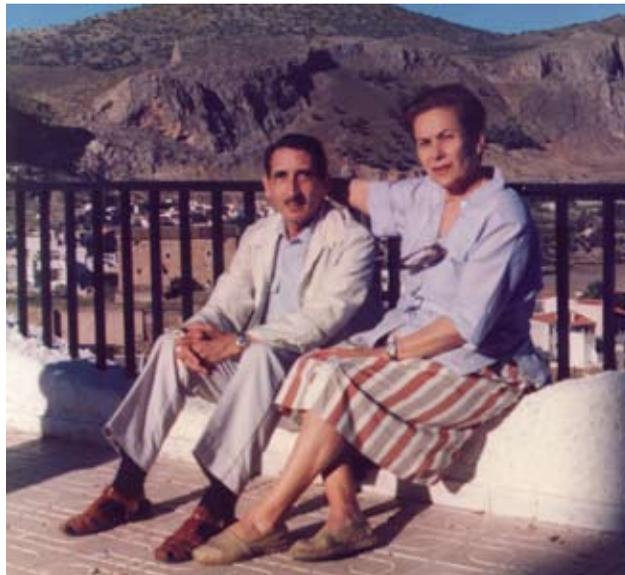
En realidad, Enrique no tiene del todo claro de dónde le surgió tanta pasión por las ciencias y la mecánica, ya que se crió en un ambiente intelectual inclinado a las Letras: su madre, Inés, era maestra y directora de escuela; y su padre, un periodista encargado de la biblioteca pública local que, además, integró el prestigioso grupo de intelectuales del Noroeste argentino "La carpa".

Y sin embargo, Enrique Lucio Kreibohm mostró, desde siempre, una vocación inequívoca por la ingeniería. Le gustaba desbaratar radios y afines buscando respuestas, construir pacientemente artefactos con el Mecano y empezó a forjar su proverbial poder de cuidar detalles con el aeromodelismo. Ya de adolescente, sabía lo suficiente sobre armar y arreglar bicicletas como para salir a recorrer confiado toda la región.

Estudió en el colegio industrial, donde obtuvo el título de Técnico Mecánico y como allí aprendió sobre la generación de electricidad. A la hora de elegir una carrera



Con su esposa, Estela



El matrimonio Kreibohm

universitaria, quiso ampliar su panorama y completar con ingeniería en construcciones.

Tuvo suerte: la Universidad de Tucumán pasaba por un excelente momento y los mejores profesores de la región se conjugaban con académicos alemanes que marcaron un nivel prestigioso en la institución. Kreibohm supo capitalizar ese momento, ya que no tardó en ser docente ayudante en un par de cátedras.

En 1955, obtuvo el título de Ingeniero Civil y, muy poco tiempo después, respondió al llamado de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, que incorporaba toda una plantilla de gente para su recién descubierto Campo Durán. Allí habían hallado petróleo a gran profundidad y presión. Y si Kreibohm consideraba que había ampliado su horizonte al estudiar ingeniería civil, tras ser enviado al curso de especialización en petróleo, comprendió que las perspectivas profesionales dentro de los hidrocarburos eran realmente vastas.

Primer testimonio

Su primer destino, en 1956, fue Aguaray, Salta, unos 30 kilómetros al norte de Tartagal. No llegó solo: lo acompañó su flamante esposa, Estela de Marco, tan apasionada por las ciencias como él. Estela es licenciada en Biología y Ciencias Naturales; de hecho fue en los pasillos universitarios donde se conocieron. Esperaron hasta tener el título para la boda; el hallazgo de empleo no hizo sino coronar un noviazgo tranquilo.

En Aguaray los esperaban dos eventos previsible para todo recién llegado: pasar un tiempo en una gamela con la ansiedad de recibir su primera casa y el encuentro con arácnidos y reptiles de los que uno sólo ha visto en pesadillas.

El barrio de YPF era confortable: no faltaba nada, –muy diferente de los ranchitos del pueblo o de los asentamientos de indígenas que tenían sus chozas cerca– recuerda. Kreibohm admiró siempre el poder de los nativos sobre la naturaleza. Pensó en ellos el día que quiso cambiar una rueda y despertó a una respetable araña del tamaño de una mano abierta. O cuando a una víbora yarára le dio



La Comisión Organizadora de la filial del entonces IAP, en Comodoro Rivadavia (julio 1968) constituida por profesionales de YPF, y de diversas compañías operadoras y de servicios

por anidar en su casa, y debió pedir ayuda el jardinero del campamento, –Don Núñez, cuya familia perdió la eñe por la impericia de algún empleado del Registro Civil–, recuerda. Esa falta de eñe le hacía ruido. Pero con o sin eñe, el jardinero llegó, hizo un simple movimiento de dedos sobre el animal que lo puso rígido, y se lo llevó, como quien transporta un palo.

Fuera de esos ligeros inconvenientes, y de un eventual calor sofocante que sólo era aliviado por diluvios que anegaban todo, la vida era apacible.

Kreibohm era, por entonces, inspector de equipos de perforación y recorría el campo en su *jeep*, un viejo Land Rover inglés con techo de lona, herencia de un equipo de explora-

ción. La calidad de su trabajo hizo que pronto fuera nombrado jefe de Campamento, y en calidad de jefe de Contratos fue llevado, en 1960, a Comodoro Rivadavia. Allí, en poco tiempo pasó a ser jefe de Tecnología de Explotación.

Durante todo ese tiempo, Enrique siguió especializándose en ingeniería de reservorios y organización empresarial. Junto con su esposa, se insertó rápidamente en el ambiente docente local y volvieron a dar clases en la universidad.

“Nos gustó el sur: los lobos marinos eran más amables que las arañas” bromea. En realidad, lo atrapó la inmensidad del paisaje, ese mar azul y acero que lo emocionó cada día que le tocó vivir en su casa del kilómetro 3.

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



SEGUNDAS JORNADAS DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

NUEVOS PARADIGMAS EN LA
GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO.
DEL CONCEPTO A LA REALIDAD

2 y 3 de junio de 2011
Ciudad Autónoma de
Buenos Aires



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar
congresos@iapg.org.ar

La Gestión del Conocimiento se ha tornado en una necesidad imperiosa para el sector energético, ya que constituye una herramienta mediante la cual las empresas buscan el aprendizaje continuo y la capitalización de las experiencias valiosas, evitando que éstas se pierdan y se repitan errores.

Permite crear valor a partir de activos intangibles, preservando la pericia individual o colectiva que admite el proceso de documentación y transferencia, con el objeto de ayudar a producir mejores resultados, que incluyen la seguridad de las personas y el ambiente.



En 1967 fue trasladado a Cañadón Seco como superintendente de Producción, y allí se quedó hasta 1971. En el medio, tuvo un período de seis meses en los Estados Unidos, para aprender sobre recuperación de crudos de alta viscosidad en los yacimientos de Texas, Golfo de México y Los Ángeles. Recuerda que estaba tan sorprendido de que su carnet de conducir por la Ruta 40 de la Patagonia le sirviera también para “montar” la célebre Ruta 66 americana, que ni se dio cuenta de la cantidad de *hippies* y *beatniks* que le hacían dedo a su VolksWagen alquilado, “un coche pequeño porque no me animé a uno más grande”, dice. “Quién sabe qué amistades habría hecho si los hubiera llevado”, se ríe.

Autoridad en contratos

En medio de su sencillez, Kreibohm había afianzado su fama de profesional riguroso. En 1971 lo requirieron desde Buenos Aires para ser jefe de Contratos de Explotación, con el fin de centralizar la inspección de las áreas que se habían licitado en 1970. A partir de 1976 fue ascendido a gerente de Explotación.

En sus incontables viajes a los yacimientos fue dejando huella. Ex empleados de la Contaduría de Plaza Huincul aún recuerdan que se lo esperaba con cierto nerviosismo. No porque le faltara una sonrisa sincera y un trato cordial, sino porque “sabíamos que no se le escapaba ni un detalle, todos los números tenían que estar perfectos, nunca descubrimos cómo hacía para captar todo de un vistazo” han relatado para esta nota.

Tal es así que cuando en 1981 pidió la jubilación, la obtuvo, pero YPF no lo dejó ir y lo contrató como asesor en Contratos de Explotación, para más tarde reincorporarlo como gerente del área hasta 1989, cuando renunció.

Este Instituto lo “fichó” inmediatamente como Director Técnico, y se repite la historia: quienes trabajaron con él en esa época recuerdan cómo “organizaba las cosas de tal manera, que todo marchaba como una maquinaria perfecta”.

YPF volvió a llevárselo por dos años más, como gerente general de Contratos de Exploración y Explotación. Luego, como asesor de la Vicepresidencia de Finanzas y Desarrollo Corporativo.

Pero uno de los ex presidentes del IAPG, Eduardo Rocchi, no descansó hasta lograr que regresara a esta casa



En Comodoro Rivadavia, en 1970

en 1993 como Director Técnico en Petróleo. Y cumplió esa función hasta 1998.

“Tuve una buena vida, no me quejo de nada” reflexiona Kreibohm, aún tímido para abrir el alma, y tras rebuscar por un largo rato las palabras adecuadas. “Una infancia feliz, mi familia y el petróleo, que me permitió vivir en el lugar justo donde pasaban las cosas”. Y acota: “Las cosas importantes para mí, claro”. La precisión ante todo.

Hoy su vida sigue siendo buena, asegura: reparte sus días entre los paseos con Estela a la pequeña casa que tienen en City Bell, y las temerarias caminatas por el abigarrado microcentro porteño, rumbo a la sede del IAPG.

Aquí, desde la Comisión de Publicaciones, es la mano derecha de esta y otras publicaciones del organismo, que siguen necesitando imperiosamente su ojo certero, tan capaz de encontrar las cifras o nomenclaturas que merecen ser aclaradas, como alguna puntuación en duda o incluso alguna fecha histórica que sólo un erudito podría cuestionar.

Pero su minuciosidad, lejos de poner nervioso a nadie, trae la calma a quien aquí escribe, sabiendo que tras un análisis de Enrique Lucio Kreibohm, el incom bustible, el que nunca deja de ayudar y todo lo hace a tiempo con su gesto amable, las cosas sólo pueden salir como deben: bien.

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

Nuevo

Digesto de Legislación de Hidrocarburos

 versión on line

Una recopilación completa y ordenada de toda la normativa nacional y provincial relativa a la industria de los hidrocarburos vigente en nuestro país.



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Búsquedas multicriterio

4200 normas y actos administrativos nacionales y provinciales compiladas

Actualización cotidiana por email de normas nuevas publicadas en los Boletines Oficiales nacional y provinciales.

www.iapg.org.ar - publicaciones@iapg.org.ar



Se firmó el Convenio de Cooperación para el desarrollo de Investigación e Innovación en EOR

Se suscribió en el IAPG un importante acuerdo de cooperación entre seis de las principales petroleras del país y el Gobierno, con el fin de profundizar en la investigación de la Recuperación Mejorada de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery, EOR*)

En la sede del Instituto Argentino de Petróleo y del Gas (IAPG), representantes de las empresas YPF SA, Pan American Energy, Chevron Argentina SRL, Tecpetrol SA, Pluspetrol SA y Petrobras Argentina SA rubricaron el Convenio de Cooperación para el desarrollo de Investigación e Innovación en el Área Tecnológica de EOR.

Este pacto se inscribe dentro del acuerdo firmado el 1° de julio de 2009 por el IAPG con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva; en el cual las partes se comprometieron, dentro de sus respectivas competencias, a prestar colaboración para desarrollar un marco relacional entre los actores del sistema de ciencia y tecnología, para promover el desarrollo de nuevos conocimientos en la industria petrolera.

Al acto de firma asistieron la licenciada Gabriela Trupia, Subsecretaria de Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, y el ingeniero Ernesto López Anadón, presidente del IAPG; así como los representantes de las empresas firmantes del convenio.

El objetivo principal de este acuerdo es desarrollar una plataforma tecnológica de infraestructura y conocimientos que permita identificar y seleccionar, diseñar e implementar proyectos de EOR, con el fin de incrementar las reservas y mejorar la productividad de los yacimientos en la Argentina, mediante la utilización de productos químicos como el álcali y los surfactantes y/o polímeros en las formas y combinaciones más apropiadas.

Se busca, en definitiva, posibilitar el diseño y la ejecución de proyectos que ayuden a mejorar la productividad en este sector, estratégico para el desarrollo del país, además de impulsar la puesta en valor de nuevos conocimientos y la competitividad de la cadena energética.

Para la ejecución de este proyecto se seleccionó a tres prestigiosas universidades: la Universidad Nacional de Cuyo, la Universidad de Buenos Aires y la Universidad Nacional del Comahue; quienes aportarán investigadores para el desarrollo de las nuevas tecnologías. Entre otros beneficios, estas recibirán equipos nuevos, especiales para la realización del proyecto.

Además, uno de los aspectos más relevantes que surgen de este acuerdo es comprobar la sinergia que resulta de la participación conjunta entre ese Ministerio y las empresas



que han formado este consorcio, y que constituye un antecedente favorable entre las empresas y grupos de investigación para futuras sociedades dirigidas a temas puntuales.

Esto no sólo aporta una visión global de un tema técnico que ayudará a mejorar la matriz energética del país, sino que al involucrar en todas sus etapas a tres universidades, reportará un gran beneficio para el Sistema Científico Nacional. ■





Horacio Grillo, Florencia Perea, Roberto Urrez, Jorge Bonahora, Julieta Rocchi, Fernando Roca, Gastón Malbos, Liliana Corvatta, Marcelo Granados y Aldo Sampaoli

Emotiva conmemoración del Día del Gas en Comodoro Rivadavia

Seccional Sur recordó la construcción del Gasoducto General San Martín y a los hombres que realizaron la proeza

El 15 de marzo se celebra en el país el Día del Gas, y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Sur lo conmemoró de una forma emotiva y original: nada menos que rescatando del olvido a un sitio histórico de la ciudad de Comodoro Rivadavia vinculado a la energía, y agregándole un merecido valor.

Se trata de la cabecera del primer gasoducto, el General San Martín, que unió Comodoro Rivadavia y Buenos Aires y fue en ese momento el más largo del mundo, la “espiná dorsal energética argentina”, inaugurada en 1949.

Allí, el 3 de marzo, a la altura del kilómetro 12 de la Ruta Provincial N.º 39, se colocó la copia de una placa y se volvió a utilizar el mástil original del monolito que allí existía. De esta manera, los miembros del IAPG Seccional Sur, acompañados por vecinos del barrio Gas del Estado y por autoridades de la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, rindieron homenaje a todos aquellos trabajadores que participaron de esa obra que modificó la matriz del gas en la Argentina.

Como expresó Fernando Roca, Secretario de la Seccio-

nal Sur: "Este monumento es una donación de la Institución a la historia de la ciudad", que de ahora en más podrá incluir el sitio como un punto importante para ser visitados en los recorridos de los circuitos turísticos.

Además, se rindió homenaje a quien fuera presidente del IAPG, el Ing. Eduardo Jorge Rocchi (cuyo número de socio era el 292). Con la calidez que inspiran las personas nobles, Fernando Roca hizo entrega de una placa a la hija, Julieta, activa participante de las actividades de la Seccional, donde podía leerse: "Pionero de la industria petrolera argentina, su visión logró que al antiguo IAP se incorporaran las empresas vinculadas al gas y, durante su presidencia (1984-1998) concretó su sueño de ampliar los horizontes y de lograr que la actividad se integrara en el nuevo Instituto Argentino del Petróleo y del Gas".

Un poco de historia y datos del gasoducto

Se aprovechó la fecha de marzo, en que se celebra el Día Nacional del Gas, en virtud de que fue un 5 de marzo de 1945 cuando se fusionó el Departamento del Gas de YPF con la Compañía Primitiva de Gas, y la Dirección Nacional del Gas posteriormente se convirtió en la gigantesca Gas del Estado.

Pero fue el 29 de diciembre de 1949 cuando se inauguró el primer ducto para transportar gas natural del país y de América del Sur. La obra había comenzado el 21 de febrero de 1947.

Con unos 1700 kilómetros de longitud y 273 milímetros de diámetro, el gasoducto se convirtió en su momento, por su extensión, en la segunda obra de este tipo, de importancia en el mundo.

El mérito de aquel grupo de argentinos que aceptó el desafío fue, en el contexto post Segunda Guerra Mundial, el de concretar un proyecto ambicioso en épocas de recursos precarios y sin experiencia nacional en la materia, con grandes dificultades de aprovisionamiento a nivel internacional.

El promedio de avance de la obra fue de 3 kilómetros diarios, un hecho por entonces extraordinario debido al empleo de moderna maquinaria que suplió las excavaciones y movimientos de tierra manuales. La prensa internacional consideró el ritmo de avance de este gasoducto como un verdadero récord.

El personal obrero era, en su mayoría, peones rurales que, acostumbrados a las actividades manuales, contribuyeron a la eficacia de la tarea, al aportar soluciones en aquellos casos que los equipos mecánicos no resolvían.

Los obreros recorrieron suelos pedregosos y rocosos, médanos, terrenos bajos y cenagosos; cruzaron ríos, y soportaron temperaturas que fueron de los -15 °C hasta los 50 °C, bajo un sol fulminante o a merced del poderoso viento que reina en la región. Pero superaron los escollos gracias a su tenacidad, voluntad y capacidad.

Se preservó el contacto con las familias, y los campamentos ofrecían las mayores comodidades posibles para la época. El bienestar y la atención del personal fue una preocupación para la dirección de Obra. No se registró un solo accidente de proporciones; se trabajó con el máximo de responsabilidad y seguridad.

Fue así que la "espinas dorsal energética argentina" se



Fernando Roca entrega a Julieta Rocchi una placa en reconocimiento a la trayectoria de su padre, Eduardo Rocchi

hizo realidad, a un costo de 150 millones de pesos moneda nacional de la época.

El gasoducto, con tubos de 6 mm de espesor, fue diseñado para una presión de 70 kg/cm² y una capacidad de transporte de 1 millón de m³/día con una reserva del 20% previendo futuras ampliaciones. En un momento de escasez mundial, fueron necesarios 170.000 tubos de acero.

En homenaje al autor y ejecutor del proyecto, la Planta Compresora de Comodoro Rivadavia se denominó "Ingeniero Julio Canessa" quien puso el empeño suficiente hasta que el entonces presidente de la República Argentina, Juan Domingo Perón, autorizó la obra, con estas palabras:

"Señor Director de la Administración de Gas del Estado, Ing. Don Julio Canessa, yo sé que éste es el sueño de su vida. Estoy persuadido, como Presidente de la República, de que bajo la dirección de hombres de su temple, el gasoducto, una vez inaugurado, dará nacimiento a una nueva era para la Nación en materia de combustibles. Yo no considero riqueza a la que está debajo de la tierra, sino a la que ha sido extraída. Por eso Ing. Don Julio Canessa: ¡Vaya, y haga!".

(Fuentes: Revista *Petrotecnia* y *Cincuentenario de Comodoro Rivadavia*)



Autoridades del IAPG y de la Municipalidad de Comodoro, junto a descendientes de quienes construyeron el gasoducto



Congresos y jornadas: Los que terminaron y los que vendrán

El IAPG marca su presencia en los principales simposios dentro y fuera del país, para traer los últimos adelantos en estrategias y tecnología

Los que se fueron

Terminó con éxito NACE Corrosion 2011, el gigante de la Integridad

Más de 7000 visitantes, provenientes de 40 países, asistieron del 13 al 17 de marzo último al congreso NACE Corrosion 2011 internacional, en Huoston (Texas), considerado el mayor evento del mundo dedicado a mitigar el costo del impacto global de la corrosión, y del que el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) fue *media sponsor*.

El público incluyó desde líderes de la industria hasta funcionarios gubernamentales y autoridades universitarias, que hallaron un ámbito donde discutir lo último en tecnología y estrategia para tomar de decisiones sobre los medios más efectivos, a la hora de prevenir la corrosión. La convención incluyó mil horas de programas técnicos y

la presencia de 350 empresas, que expusieron sus productos y presentaron sus servicios repartidos en más de 600 *stands*.

Se trataron los temas que más afectan a la industria en este momento: ductos, tanques y sistemas subterráneos; producción de petróleo y gas; refinación, defensa; puentes y autopistas; agua y derrames; generación energética; energía marítima; selección y diseño de materiales; y revestimientos de protección.

NACE, que es la sigla, según su nombre en inglés, de la Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión, (The National Association of Corrosion Engineers) lidera este tema desde su formación en 1943. El IAPG tiene, en la Argentina, la licencia para el dictado de sus cursos.

En esta ocasión, presentó sus premios anuales a los expertos en ciencia y tecnología de esta disciplina, en función de sus alcances en 2010. Además, fue sede de

una Feria del Empleo, alojó docenas de reuniones de comités técnicos y de foros populares, incluyendo *Corrosion and Punishment* (conocido en español como Corrosión y Responsabilidad) un foro sumamente interesante ya que arroja luz sobre las consecuencias legales que produce la corrosión a todos los niveles del personal de una empresa.

Además, se presentaron foros nuevos, en los que se discutió desde la corrosión en el hogar hasta el daño en las estructuras de los barcos.

Se estableció asimismo la fecha del próximo congreso: del 11 al 15 de marzo de 2012 en Salt Lake City, en el estado de Utah. La convocatoria para presentar trabajos ya fue lanzada, y los trabajos deberán presentarse antes del 27 de mayo próximo. Para más información: papers@nace.org.

Clean Energy Congress Argentina 2011

Buenos Aires se vistió de verde para recibir al Clean Energy Congress Argentina 2011, uno de los mayores eventos en América Latina del sector renovable. Del 29 al 30 de marzo, unos 60 expertos locales e internacionales expusieron los aspectos más relevantes acerca de la actualidad de la industria, sus mayores casos de éxito, y las perspectivas futuras a nivel global. El simposio se realizó en el Sheraton Hotel & Convention Center de Retiro.

Entre los *key speakers* se contó con la presencia de Jeffrey Davidow (Presidente del Institute of the Americas, Estados Unidos), Marcelo Tokman Ramos (Vicepresidente de Vestas South America, Chile), Luis Pescarmona (CEO de Impsa Wind, Argentina), Dolf Gielen (Director de la International Renewable Energy Agency, Emiratos Árabes Unidos), Niklas Haga (Gerente General de Wärtsilla Power Plants, Finlandia), Alberto Ramos (Managing Director de Goldman Sachs, Estados Unidos), Juan Bruchou (Presidente de Citibank Argentina), Ramón Fiestas (Director para Latam de GWEC, Bélgica), Marcos Jank (Presidente Uniao da Industria de Canha de Açucar, Brasil), Li Jun-feng (Secretario General de la Chinese Renewable Energy Industries Association, China), Raffaello Garofalo (Secretario General de la European Biodiesel Board, Bélgica) y Christian Langaard (Presidente Euro Latin Capital, Reino Unido), entre muchos otros.

Esta gran cantidad de expertos obedece a “un fiel reflejo del crecimiento que se viene observando y de cómo el mundo ve nuestro país como uno de los futuros líderes de esta industria”, explicó Federico Spitznagel, Director de Comunicaciones de Media Traders, realizadora del evento.



Las petroleras reunidas en ARPEL analizaron el potencial regional

Del 28 al 31 de marzo se realizó en Punta del Este, Uruguay, la Conferencia Regional ARPEL 2011 (la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe). Con la participación de 490 profesionales –en representación de 115 empresas petroleras y de servicios, además de gobiernos e instituciones– la conferencia revistió el lema “Ideas. Soluciones. Acciones. Hacia una mayor sinergia regional”.

Durante cuatro jornadas, la conferencia puso el foco de sus deliberaciones en el desarrollo energético sostenible de América Latina y el Caribe. Los expertos presentes en el evento analizaron el escenario en el que se desenvuelve la industria, debatieron sobre los desafíos y oportunidades que enfrenta el continente para satisfacer las necesidades energéticas. Además, intercambiaron experiencias, prácticas y soluciones para alcanzar la mejora continua en el desempeño operativo, ambiental, social y económico del sector.



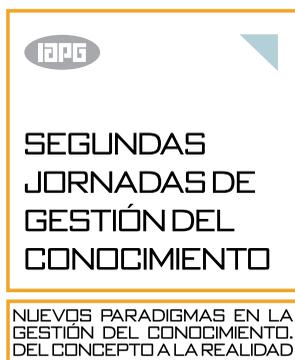
Como antesala de la conferencia se llevó a cabo el Foro LATINVE&P, el “1.º Foro Latinoamericano sobre Oportunidades de Inversión en Exploración y Producción”, foro anual e itinerante que convocará al sector del petróleo y del gas para que en un mismo lugar se promuevan las oportunidades, modalidad de contratos, incentivos y garantías a la inversión en la exploración y producción de hidrocarburos.

En la ceremonia de clausura, el presidente de ARPEL, Milton Costa Filho, destacó el consenso alcanzado entre los participantes sobre que la región tiene el “potencial para satisfacer la demanda de energía futura y convertirse en importante proveedor para otras regiones del mundo”. No obstante, recordó que “la materialización del potencial no está exenta de desafíos”.

Los que vienen

Segundas Jornadas de Gestión del Conocimiento

El IAPG convoca a todos los profesionales del sector a presentar trabajos para las Segundas Jornadas de Gestión del Conocimiento, que bajo el lema “Nuevos paradigmas en la gestión del conocimiento. Del concepto a la realidad” tendrán lugar los días 2 y 3 de junio de 2011 en la ciudad



de Buenos Aires.

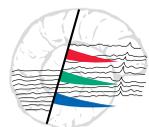
En efecto, las Comisiones de Producción y de Recursos Humanos entienden que la gestión del conocimiento, ese concepto aplicado en las organizaciones que busca transferir el saber y la experiencia existentes entre sus miembros, de modo que pueda ser utilizado como un recurso disponible para

otros en la organización, se ha tornado en una necesidad imperiosa para el sector energético. De hecho, constituye una herramienta mediante la cual las empresas buscan el aprendizaje continuo y la capitalización de las experiencias valiosas, evitando que estas se pierdan y que se repitan errores.

Además, esta disciplina permite crear valor a partir de activos intangibles, y de este modo preserva la pericia individual o colectiva que admita el proceso de documentación y transferencia, con el objeto de ayudar a producir mejores resultados, que incluyen la seguridad de las personas y el ambiente.

La convocatoria para presentar trabajos está abierta, y los interesados deberán enviar un resumen de no más de 350 palabras, con nombre, empresa y correo electrónico de todos los autores, título, objeto del trabajo y los principales aportes y temas de interés en que se encuadra. No será requerida la presentación formal del trabajo escrito. Para más información: congresos@iapg.org.ar y www.iapg.org.ar.

El Conexplor llama a presentar trabajos



VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

8 al 12 de noviembre de 2011 - Mar del Plata 

Se encuentra abierto el llamado para la presentación de trabajos para el VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplor), que bajo la consigna "Movilizar los recursos" convoca a todos los profesionales y técnicos de la industria del petróleo y del gas a participar activamente en esta propuesta multidisciplinaria.

Los trabajos seleccionados se presentarán en sesiones orales y deberán consistir en una contribución original. Además, deberán estar redactados en español o en inglés.

La recepción de trabajos finalizará el próximo 31 de mayo. Todos los trabajos serán arbitrados por el Comité Científico del Congreso, que podrá sugerir modificaciones y enmiendas para su exposición.

El VIII Congreso tiene entre sus objetivos propender a la exploración y desarrollo, revitalizando la aplicación de nuevas tecnologías y metodologías, que representan la evolución de una industria que ha alcanzado la madurez propia de contar con más de un siglo de avance en el país.

Para mayor información acerca del temario y las normas de presentación: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2011/exploracion/trabajos.htm> o escribir a congresos@iapg.org.ar.

Agosto: Jornadas sobre Gas No Convencional

Acorde con el eje temático de este número de *Petrotecnia*, el gas no convencional es hoy un desafío de máximo interés para la industria energética. Con esa premisa, el IAPG, junto con la Society of Petroleum Engineers (SPE Sección Patagonia, SPE Argentina Petroleum y SPE Golfo de San Jorge), invitan del 30 de agosto al 2 de septiembre, a las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas. Allí, renombrados especialistas se reunirán para promover el intercambio de información, el debate y la actualización de conocimientos sobre gases como el *tight* y el *shale*.

Estarán presentes las principales compañías operadoras y de servicios que actúan en el país. Se realizará en el Museo de Bellas Artes de la Ciudad de Neuquén.

Más información: www.iapg.org.ar



El 20WPC tendrá una gran Feria del Empleo

El Congreso Mundial del Petróleo (20th World Petroleum Congress, 20WPC) que tendrá lugar el próximo diciembre en Doha, Qatar, ha lanzado su convocatoria para la Cuarta Feria del Empleo 2011, que tendrá lugar del 10 al 14 de abril en el Centro de Exhibiciones de Doha.

Esta feria es importante en la agenda de la organización del Congreso ya que ofrece trabajo, voluntariado y oportunidades de pasantías tanto a estudiantes locales como a expatriados. Se espera que atraiga a más de 30.000 visitantes este año.

Ya es tradicional este llamado del WPC para inspirar a los estudiantes, como lo han probado las ediciones previas en otros países, al que han acudido alumnos de los últimos años de los colegios secundarios y universidades. Todos tienen la oportunidad de sumergirse en el mundo de los hidrocarburos para poder así decidir su carrera. La clave del éxito, aseguran sus organizadores, reside tanto en el proceso de selección como en la asignación de funciones adecuadas para cada uno.

El 20WPC en sí tendrá lugar del 4 al 8 de diciembre en el Centro Nacional de Convenciones de Qatar. La novedad reside en que desde 1933, en que se creó, por primera vez este evento se realiza en un país de Medio Oriente. Se esperan 4000 visitantes, 600 medios de prensa y unos 550 expositores. *Petrotecnia* participará como *media sponsor*. Más información: www.20wpc.com. ■

Skanska ampliará en el Brasil una fábrica de grasa y lubricantes

La empresa de origen sueco, Skanska, fue elegida por Petrobras (BR Distribuidora) para las obras de modernización y expansión de una planta ya existente de lubricantes, así como para la construcción de otra en Río de Janeiro, Brasil.

Así lo anunció en un comunicado oficial, donde, además, informó que la meta es lograr casi el doble de producción de lubricantes actual y alcanzar los 430.000 m³ y las 11.200 toneladas de grasa para 2013, lo que eventualmente posicionará la planta como a una de las diez más grandes del mundo.

Skanska tendrá a cargo el diseño, ingeniería de detalle y la construcción de las plantas, incluyendo obras civiles e instalaciones electromecánicas. El plazo del proyecto es de 26 meses y contará con una dotación de 250 colaboradores. El monto total del contrato es de 95 millones de dólares estadounidenses e incluye el abastecimiento de materiales y equipos, además de la asistencia en la puesta en marcha y la operación de las instalaciones.

Plan de industrialización de máquinas herramienta

Los directivos de la Cámara Argentina de la Máquina Herramienta, Bienes de Capital y Servicios para la Producción (CARMAHE) celebraron los recientes anuncios gubernamentales sobre líneas de créditos del Bicentenario para bienes de capital y máquinas herramienta. Estas ayudas son imprescindible para permitir el acceso a las pequeñas y medianas empresas al sistema productivo, aseguraron.

El plan de industrialización de máquinas-herramienta que está elaborando esta cámara tiene como objetivo la reindustrialización gradual de este sector con mecanismos que permitan la sustitución de importaciones y el crecimiento de las exportaciones –en particular por la región– potenciando la investigación y desarrollo, aprovechando los recursos humanos, industriales y comerciales; y priorizando la capacitación y la profesionalización.

También con ese fin, CARMAHE organiza el III Congreso de Ingeniería de Manufactura, que se celebrará en la sede de la Universidad Tecnológica de Avellaneda del 7 al 10 de junio de este año; así como la edición 2012 de la bial FIMAQH, la feria industrial internacional de la máquina-herramienta, bienes de capital y servicios para la producción que se realiza en Buenos Aires.

La demanda eléctrica de febrero creció el 4% más que en 2010

La demanda eléctrica de la República Argentina creció en febrero último el 4% en comparación con febrero de 2010, informó en un comunicado la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC), quien explicó que el incremento del consumo se mantiene, incluso en comparación con 2010, que fue un año con altos registros.

La novedad residió en el aumento productivo de Yacretá, explica. El complejo hidroeléctrico realizó un aporte récord de 1604,9 gigawatts/hora (GWh), vale decir, el 9% más que en 2010, además del 55% de la generación hidroeléctrica de febrero y del 17% de toda la generación en el país para ese mismo período.

La Argentina y Venezuela firman acuerdos de energía

En relación con el viaje en marzo último del presidente venezolano, Hugo Chávez, a la Argentina, ambos países firmaron recientemente una serie de acuerdos, entre ellos uno relacionado con el sector energético. Se trata de la construcción de 16 barcasas destinadas a la petrolera PDVSA. En efecto, la estatal Tandamor construirá 16 naves de 90/60 m de eslora y 19/16 de manga, con una capacidad para transportar 2500 y 7500 m³ respectivamente.

Según un comunicado de la constructora, el monto final de la operación ascenderá a 84 millones de dólares y el plazo de entrega de las primeras dos de 7500 m³ será de 13 meses; las restantes serán construidas a lo largo de los cuatro años siguientes.

Bosch celebra su 125.º aniversario

Durante el año 2011, Bosch celebrará un doble aniversario: los 125 años del Grupo Bosch y la conmemoración del cumpleaños 150 de su fundador, Robert Bosch. En efecto, el 15 de noviembre de 1886, Robert Bosch abrió su primer taller de mecánica de precisión y electrotecnia en Stuttgart, Alemania, y sentó así las bases de la empresa.

En el mundo, Bosch tiene más de 300 filiales y socieda-

des regionales en unos 60 países y una plantilla de 280.000 colaboradores. En la Argentina está presente desde hace 80 años; sus divisiones de negocios abastecen a los más diversos mercados: autopartes y equipamiento, herramientas eléctricas; sistemas de seguridad y comunicación de voz, sonido y música. Además, tiene la red de talleres Bosch Car Service.

Hoy la empresa invierte casi el 50% del presupuesto anual de Investigación y Desarrollo en energías renovables y movilidad eléctrica, en busca de generar productos que ayuden a ahorrar energía y cuiden los recursos naturales.

Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur presentan nueva página web

Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur desarrollaron un nuevo sitio web en línea con las nuevas tecnologías para realizar gestiones, informar y ofrecer soluciones a los usuarios de gas natural por redes.

Se trata de la página www.camuzzigas.com, con nuevas secciones; y un diseño moderno y fácil de navegar.



Sobre todo, la sección "Servicio al Cliente" introduce soluciones para mejorar el vínculo con los usuarios, quienes, a partir de ahora, podrán realizar gestiones y trámites en línea tales como modificar los datos de su factura y de su situación impositiva, chequear la existencia de red de gas en el domicilio de su vivienda, solicitar el estado de su cuenta corriente o el consumo histórico de su domicilio y realizar una búsqueda de oficinas comerciales por zona geográfica, entre otras prestaciones. También podrán encontrar información sobre lugares y formas de pago, así como un listado de gasistas matriculados.

"El resultado es fruto de un esfuerzo en conjunto para crear una herramienta que impacte positivamente en nuestros usuarios que desean encontrar soluciones sin tener que trasladarse a nuestras oficinas", explicó Miguel Hurani, gerente de Servicio al Cliente de las distribuidoras.

ABB invierte nuevamente en el sector solar

ABB, la multinacional dedicada a tecnologías de energía y de automatización, acordó la adquisición del 35% de las acciones de Novatec Solar (antes Novatec Biosol), una compañía de tecnología de centrales de concentración solar (CSP) con sede en Karlsruhe, Alemania.

La inversión incluye una opción para adquirir el 100% de Novatec Solar y un acuerdo para cooperar en futuros proyectos de centrales solares; ambas compañías acordaron no revelar los detalles financieros de la transacción.

Las CSP constituyen un sector de energía renovable en rápido crecimiento, por lo que esta inversión complementa las actuaciones de ABB en automatización de centrales generadoras, en electrificación y en transmisión de energía a través de larga distancia.

Novatec Solar se especializa en tecnología Linear Fresnel CSP, que utiliza espejos planos para concentrar la energía solar en un receptor para producir vapor. Este reduce la necesidad de combustibles fósiles para producir electricidad en las centrales generadoras existentes o de nueva creación, como también en fábricas de proceso y en otras aplicaciones industriales en las que se necesita calor. Los módulos de espejos de baja altura son fáciles de montar e instalar.

Según Peter Leupp, director de la división Power Systems de ABB, "la simplicidad de esta tecnología, su viabilidad financiera y sus bajos consumos de agua y espacio son factores que la hacen especialmente atractiva para países emergentes".

Financiarán la creación de unidades de servicios tecnológicos

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva ofrecerá subsidios de hasta 8.000.000 de pesos para el desarrollo de plataformas tecnológicas orientadas a proveer productos y servicios de alto nivel tecnológico a empresas e instituciones. También se otorgará financiamiento para realizar reuniones científicas.

Los subsidios se otorgarán a grupos de instituciones que constituyan plataformas tecnológicas; cada grupo podrá recibir hasta \$8.000.000 otorgados a través del FONCyT (Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica). Se esperan desarrollar plataformas de provisión de servicios altamente tecnológicos en áreas específicas.

Otra convocatoria de la Agencia es Reuniones Científicas 2011 (RC 2011), para colaborar en el financiamiento para la realización de reuniones organizadas por asociaciones científicas y tecnológicas e instituciones de investigación públicas o privadas sin fines de lucro, radicadas en el país. Se otorgará un total de 3.500.000 pesos en forma de subsidios a reuniones periódicas nacionales e internacionales; las nacionales que se realicen por primera vez; y reuniones para la discusión de temas de investigación específicos, talleres y *workshops*. Esta convoca-

toria permanecerá abierta hasta el 29 de abril de 2011.

Además, el FONCyT cuenta con una línea de financiamiento que funciona en ventanilla permanente, es decir, sin plazo de cierre, denominada Proyecto de Investigación y Desarrollo (PID). Esta apunta a promover la articulación entre los grupos de investigación y los sectores productivos y sociales, con el objetivo de obtener resultados innovadores o de alto impacto social.

Bosch Herramientas Profesionales presentó baterías ion de litio

Bosch Herramientas Profesionales amplió su línea de productos con baterías ion de litio, una tecnología que se utiliza con las familias de herramientas Compact Duty, Basic Duty, Standard Duty y Heavy Duty, que incluyen atornilladores, taladros, llaves de impacto y multicortadoras, entre otras.

Se trata de herramientas para todo tipo de uso profesional. Las Compact Duty tienen un diseño compacto y peso reducido, las Basic Duty son versátiles y las Standard Duty son de alto rendimiento. La línea Heavy Duty se utiliza en condiciones duras. Las baterías ion se complementan con ellas porque son ligeras y duraderas; tienen baja autodescarga y se pueden recargar en cualquier momento independientemente de su nivel de carga. Además, poseen aletas de refrigeración HCH que permiten un enfriamiento un 45% más rápido que los modelos convencionales, mientras que las costillas de protección y tapones de goma protegen al producto de golpes externos.

La potencia de las herramientas que usan este tipo de batería se reduce automáticamente en caso de sobrecarga, sobrecalentamiento o descarga total, esto evita que las células se dañen y modifiquen la vida útil de la batería.

Emerson amplía las soluciones para la gestión de energía

Emerson Process Management, empresa propiedad de Emerson, incorpora nuevas tecnologías y servicios a su *portfolio* de soluciones para la gestión de energía, que ayudan a empresas y municipios a convertir biomasa y residuos de bajo costo en energía renovable de manera eficaz, con menores emisiones de carbono.

La nueva tecnología emplea control predictivo basado en modelos (MPC) y otros algoritmos para determinar la liberación de calor de la biomasa y los combustibles de desecho. Esta prestación permite optimizar la combustión para mejorar la eficiencia y maximizar el uso de combustible de desecho para minimizar el costo de la energía, y así reducir emisiones.

Emerson Process Management trabaja con cientos de clientes del sector industrial que convierten biomasa en energía, empresas de biocombustibles avanzados que convierten la materia prima celulósica en combustibles de alto octanaje, y generadores de energía para uso comercial que convierten energía eólica, solar, hidroeléctrica y biomasa en electricidad.

Bridas adquiere el 100% del negocio de refinación y venta de combustibles de ExxonMobil (Esso) en la Argentina, el Uruguay y el Paraguay

Bridas y ExxonMobil alcanzaron el 1.º de marzo último un acuerdo por el cual Bridas adquiere los activos de refinación y comercialización de combustibles (*downstream*) y la red de estaciones de servicio que ExxonMobil controlaba en la Argentina, el Uruguay y el Paraguay, informó Bridas en un comunicado.

La operación incluye los activos controlados por Esso Petro-ler Argentina SRL: una refinería en la localidad bonaerense de Campana con capacidad para procesar 90.000 bdp, una planta de lubricantes, tres terminales de distribución de combustibles en Campana, San Lorenzo y Galván; y una red de más de 500 estaciones de servicio que operan con la marca Esso.



Profesionales & consultores



Promocione sus actividades en *Petrotecnica*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnica.com.ar

El acuerdo incluye también 220 estaciones de servicio en el Paraguay y el Uruguay, la venta de combustibles para la aeronavegación y el transporte marítimo, así como la distribución exclusiva de lubricantes Mobil para el mercado argentino. Bidas seguirá utilizando la marca Esso mientras se produce gradualmente el recambio de identidad comercial.

Con esta adquisición, Bidas se integra verticalmente, incorporando el negocio del *downstream* y sumando una nueva actividad a la exploración y producción de hidrocarburos. Además, junto con Pan American Energy pasará a participar con el 13,7% en el mercado total de combustibles (naftas y gasoil) y con el 17% en la producción de petróleo y gas natural, de este modo, se posicionaría como el segundo grupo petrolero integrado de la Argentina.

Carlos Bulgheroni, presidente de Bidas, manifestó: "Esta operación es otra muestra del compromiso de inversión de Bidas Corp. y sus accionistas en la Argentina y va a permitirnos integrar nuestra operatoria en el negocio petrolero local. Desde hoy volcaremos nuestro impulso inversor también en esta actividad, para generar una oferta de productos a la altura de la evolución del mercado argentino de combustibles".

Chevron con el medio ambiente y la comunidad

La petrolera informó que la última etapa del Proyecto de Remediación de El Sauce, provincia de Neuquén, que consiste en el tratamiento de 15.000 m³ de suelo contaminado, fue adjudicada a un contratista local y que la inversión será aproximadamente de dos millones de dólares estadounidenses, para un trabajo que se completará a finales de 2012.

En lo que concierne a su compromiso comunitario regional, Chevron Argentina informó que un grupo de voluntarios realizó su primer proyecto del año junto a "Educar, Integrar y Crecer", una asociación civil sin fines de lucro que ofrece apoyo escolar a chicos de Villa La Cárcova, en José León Suárez, de la provincia de Buenos Aires. La actividad consistió en una colecta de útiles escolares entre los empleados y la visita al centro para su posterior entrega.

La campaña global de publicidad remarca el interés común que Chevron comparte con la gente alrededor del mundo sobre temas energéticos clave. También describe el accionar de la empresa para la producción responsable de energía y el apoyo a las comunidades donde opera.

Los avisos contienen afirmaciones sobre la industria del petróleo que ilustran este mutuo acuerdo entre la empresa y sus socios.

disidentes y fuerzas leales al gobierno de Muammar Khadafi, y que llevará "varios meses" hasta que el crudo libio reaparezca en los mercados mundiales con normalidad.

"Casi la mitad de la extracción del país se detuvo en las primeras semanas de la rebelión, hacia mediados de marzo se había reducido al mínimo —dijo Faith Birol, economista jefe de la agencia, a la prensa británica—; las operaciones en los campos han sido abandonadas o drásticamente reducidas y las rutas de transporte están cortadas".

Esto dejará la producción y las exportaciones libias fuera del mercado por varios meses, tanto por los daños causados a la infraestructura petrolera, como a las sanciones internacionales. Como dato tranquilizador, la IAE confirmó que Arabia Saudita, Kuwait, los Emiratos Arabes Unidos y otros miembros de la Organización de Países Operadores de Petróleo (OPEP) han incrementado sus producciones para cubrir el bache dejado por Libia: Arabia Saudita ha incrementado el 7% más hasta los 9,1 MMb/d; y Kuwait y los Emiratos, unos 100.000 bd hasta lograr 2,4 MMb/d y 2,5 MMb/d, respectivamente.

Pese a los conflictos, o debido a ellos, Birol agregó que la OPEP podría obtener ingresos de un billón de dólares por sus ventas de crudo este año 2011 si el precio del barril no baja de los US\$100; un récord que podría exceder los 990.000 millones recaudados en 2008.

China lidera las inversiones en energías limpias

La inversión en renovables de China creció un 88% respecto de 2009, informaron Pew Charitable Trusts y Bloomberg. En efecto, en 2010 el país asiático produjo 103 Gw de energía limpia y baja en CO₂, en lo que invirtió US\$54.400 millones. Es decir, una quinta parte del total global, según el informe. En 2009, el país asiático había invertido 39.100 millones de dólares.

La siguen Alemania, que suma 41.200 millones de dólares de inversión y los Estados Unidos, que pese a aumentar su inversión el 54% de sus cifras en 2009, no pasaron los US\$34.000 millones.

En 2010, China produjo 106% más en renovables que en 2009; de ellos, 43.410 Mw proceden de la energía eólica, 800 de fotovoltaicas y 56.000, de hidro. China es, además, el primer productor mundial de equipos de energía fotovoltaica y de turbinas eólicas.

INTERNACIONALES

Para la IEA, el crudo libio tardará en reaparecer

La Agencia Internacional de la Energía (IEA por su sigla en inglés) estima que las exportaciones de crudo de Libia están prácticamente detenidas debido a los actuales conflictos entre

España usa carbón autóctono por decreto

Con motivo de la crisis económica, el gobierno español del primer ministro José Luis Rodríguez Zapatero impulsó con el Real Decreto 134/2010 la obligación de quemar carbón autóctono para la generación de electricidad en nueve centrales térmicas.

De esta forma, buscó un remedio inmediato para algunas provincias con alto desempleo como Asturias y Cantabria, don-

de las minas de carbón prácticamente habían sido cerradas, toda vez que las centrales no demandan este mineral, tras el descenso de la demanda eléctrica y la sobrecapacidad generada por los parques renovables.

Y sobre todo, porque el carbón se opone a las directivas de la Unión Europea de eliminar totalmente el uso del este combustible desde 2013, por lo contaminante que es, en momentos en que la UE busca llegar a 2020 con un 20% menos de emisiones.

La medida ha sido duramente criticada por ecologistas y opositores al gobierno socialista quienes sostienen, además, que la baja calidad del carbón español obliga a mezclarlo con uno importado más durable y caro, con lo que las cuentas tampoco tienen un resultado exitoso.

Obama quiere recortar sus importaciones de petróleo

Para ahorrar en el consumo energético y sondear en la explotación de fuentes alternativas, el presidente estadounidense, Barack Obama, propuso recortar en un tercio las importaciones de petróleo de su país para 2020.

Así lo dijo en su reciente discurso en la Universidad de Georgetown, Washington, donde explicó que los altos precios del crudo y la baja aceptación de la energía nuclear tras los accidentes en el Japón, obligan a pensar en "energía asequible y segura" para "evitar ser víctimas del vaivén del mercado petrolero".

Obama dijo que en 2009 los Estados Unidos importaban 11 MMBd y que "en menos de una década, habremos recortado esa cifra en un tercio". Entre otras alternativas, dijo que impulsará la producción nacional, con nuevas prospecciones y más licencias de explotación, incluidas *offshore*. "Los Estados Unidos reposan sobre fuentes de energía que están esperando ser explotadas" dijo. Y recordó que para 2035 intentará que el 80% de la electricidad sea de origen renovable.

Nada sencillo, ya que los Estados Unidos consumen el 25% del total mundial de petróleo. Ni fácil de imaginar, después de que el Departamento de Energía anunciara hace pocos días que las reservas de petróleo aumentaron en 2,9 MMB recientemente hasta alcanzar los 355,7 MMB, las reservas de crudo son el 0,4% mayores que hace un año y todo esto, sin tener en cuenta la Reserva Estratégica de Petróleo del gobierno estadounidense, que asciende a los 726,5 MMB.

Hallan un gran yacimiento de tierras raras en China

Geólogos de la provincia oriental china de Zhejiang han descubierto un enorme yacimiento de tierras raras, anunció recientemente el departamento geológico local, citado por la agencia de noticias Xinhua. Y agregó que se calculan 70 toneladas de escandio, uno de los 17 metales de tierras raras utilizados en la fabricación de artículos electrónicos y otros productos de alta tecnología.

Se hallaron, además, otros metales preciosos y no ferrosos como 800 toneladas de plata, 130.000 toneladas de plomo y zinc, 3000 toneladas de cadmio y una indeterminada cantidad de estaño, galio y renio.

El depósito, ubicado en el noroeste de la provincia, fue ubicado tras cuatro años de estudio geológico, indicó Yang Xiaochun, ingeniero jefe del equipo de prospección geológica N.º1 de Zhejiang. Se estima el valor del hallazgo en unos US\$10.600 millones.

Bruselas pedirá tests de estrés nucleares a sus miembros

Tras la seguidilla de accidentes en la central nuclear de Fukushima, Japón, el comisario europeo de energía, Günther Oettinger, apoyó la necesidad de que todos los Estados miembros realicen "test de estrés" en sus centrales nucleares, anunció la web informativa oficial, Euractiv.

Estos serían voluntarios, pero ya han sido unánimemente respaldados por los funcionarios y empresarios europeos. El mapa nuclear de la UE en todo caso es dispar: 14 de los 27 Estados poseen centrales, 13 no, y algunos pretenden continuar con ellas mientras que otros, como Alemania, quieren descartarlas.

Semana europea de la energía sostenible

Del 11 al 15 de abril, más de 500 eventos se celebrarán en toda Europa, con la eficiencia energética y las fuentes de energía renovable como temas principales. La EU Sustainable Energy Week (EUSEW) incluirá conferencias, foros, exposiciones, entrega de premios www.eusew.eu



International Bonded Couriers

IBCTM
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

NOVEDADES DEL IAPG



Curso introductorio a la Producción en la Seccional Comahue

A pedido de Petrobras SA, y para ser utilizado en la modalidad *in company*, el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Comahue diseñó junto con la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue el curso "Introducción a la Ingeniería de Producción".

El curso está dirigido a operadores y técnicos de las áreas de Producción y de Mantenimiento de yacimientos del petróleo y del gas. El objetivo es dar a conocer los conceptos básicos que condicionan dicha producción y su optimización, así como los tratamientos de los fluidos producidos.

La asignatura se llevó a cabo en las confortables instalaciones del Centro de Tecnología aplicada de Petrobras en la ciudad de Neuquén, y contó con la presencia de 16 participantes –entre técnicos y profesionales–.

Las autoridades regionales de esa empresa participaron activamente de la apertura y conclusiones de dicho evento.



Torneo de tenis de los petroleros de Neuquén

Las instalaciones del Club Alemán de Neuquén fueron la sede del primer torneo de tenis del año organizado por el IAPG Comahue. Participaron nada menos que 20 parejas y los resultados finales fueron los que siguen:

Categoría A: los campeones fueron la dupla Romanos - Montagna (Weatherford / YPF) mientras que los sub-

campeones fueron Peña - Aguiar (Skanska / Skanska).

En la Categoría B: el dúo campeón fue Bonnat - Biondi (Tenaris - Tenaris), mientras que el subcampeón fue Trigal - Campos (Halliburton - Halliburton).

Ambas finales terminaron con una puntuación de 11 a 9. Posteriormente, se realizó la entrega de premios a los ganadores y se repartieron obsequios entre los participantes, tras lo cual, se degustó un perrill seguido de tartas dulces.



Ciclo de Encuentros sobre Energías Renovables en el Congreso de la Nación

En marzo último, el IAPG participó de la segunda edición del Ciclo de Encuentros sobre Energías Renovables en el Congreso de la Nación, una iniciativa de la Fundación Avina, la Asociación Argentina de Energías Eólica (AAEE), la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) y la Fundación Directorio Legislativo (FDL).



El objetivo es acercar a los legisladores y asesores nacionales los temas energéticos, y ofrecerles las herramientas técnicas útiles para generar un debate en el ámbito legislativo. Y de esta manera, dar lugar a la diversificación de la matriz energética argentina.

Se trata de un ciclo que comenzó en noviembre de 2010 y que en este segundo encuentro adoptó el lema: "Hagamos con energías renovables: + inclusión – residuos + energía". A él asistieron renombrados expertos nacionales e internacionales, y se abordaron temas que van desde el aprovechamiento de la energía y su eficiencia, hasta la conservación del medio ambiente.

Se resaltó, además, la importancia de un marco legal para respaldar la creación de una matriz energética nacional más eficiente y sostenible.

Fue un éxito la ExpoPymes 2010 en Comodoro Rivadavia

Organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas Seccional Sur, la sexta edición de la feria para la pequeña y mediana empresa, la ExpoPymes 2010 Golfo San Jorge, fue todo un éxito.

En efecto, del 11 al 13 de diciembre en la ciudad de Comodoro Rivadavia, la Seccional tuvo el privilegio de realizar la primera exposición en el recién inaugurado Predio Ferial Comodoro. Según los organizadores, "el desafío fue lograr una propuesta del nivel que alcanzó en años anteriores" y ocupar un espacio con nuevas oportunidades. En definitiva, sumar actores de toda la Cuenca: empresas, universidades y agencias de desarrollo del sur de Chubut y del norte de Santa Cruz.

El primer día fue dedicado a las pymes, que participaron activamente en la Ronda de Negocios. Participaron cinco operadoras (YPF, Pan American,

Tecpetrol, EnapSipetrol y Occidental), ocho grandes contratistas (Burgwardt, DLS, EDVSA, Halliburton, Lufkin, San Antonio Internacional, Weatherford y Wood Group), 44 pymes y se realizaron más de 200 entrevistas.

Los dos días siguientes estuvieron dedicados a la comunidad. En efecto, los visitantes pudieron recorrer los stands de unas 30 pymes, destacadas por las operadoras locales debido a su calidad, desarrollo e innovación. Participaron también instituciones locales vinculadas a la industria. Empresas de servicios acompañaron la muestra con equipamiento que permitió dar a conocer las características de la industria.

Los espacios que generaron un ambiente especial fueron la Juegoteca, programa lúdico auspiciado por Tecpetrol para los más pequeños; y la muestra de la Fundación YPF sobre el proceso de producción con especial énfasis en el impacto ambiental que llamó la atención de chicos y grandes.



El lado B de los petroleros

Cecilia Prieto

Desde que se graduó como Licenciada en Ciencias Geológicas por la Universidad de Buenos Aires; esta joven profesional trabaja en el departamento de Desarrollo de Apache, donde realiza interpretaciones de sísmica y se permite imaginar un horizonte relacionado con los reservorios y la exploración.

Esa es su primera pasión, a la que llegó por amor a la Naturaleza, los viajes y a su interés por averiguar los orígenes de todo. "Soy de la generación del Discovery Channel", reconoce. Su segunda pasión reside en la música, y de una manera muy original: acompaña a su padre –un médico neonatólogo y pediatra– en el grupo que este formó en su adolescencia pero que abandonó cuando los integrantes tomaron caminos de vida diferentes.

Con él y otro antiguo integrante de "Huesos" –tal el nombre del grupo de la juventud paterna, que ahora se llama "2 en Punto"–, se sube periódicamente al escenario del Casino de Tigre, donde interpretan canciones de The Beatles, Santana, Creedence Clearwater Revival o James Brown. El público, dicen los que la han visto actuar, la aplaude de pie.



El día de cierre se realizó la "Corrida Día del Petróleo" y se entregaron reconocimientos a los alumnos de escuelas secundarias que participaron en el Programa Aprender a Emprender (Pan American-Fundes Argentina) y de las 16.º Olimpíadas del Medio Ambiente (organizadas por el IAPG).

Además, la Escuela de Conducción Defensiva de la Seccional Sur estuvo representada por Carlos De Leonardis, que ofreció una charla sobre "Conducir evitando los accidentes". El cierre de la jornada estuvo a cargo de Mario Blejer, quien dio una conferencia sobre el Panorama económico financiero internacional y sus implicaciones para la Argentina.

Con especial significación por ser Comodoro Rivadavia la Capital Nacional del Petróleo, el lunes 13 de diciembre las actividades en el predio estuvieron cargadas de emoción y festejo. Coordinados por el periodista local Ángel Sánchez, los investigadores de la Universidad Nacional de la Patagonia Edda Crespo y Daniel Márquez compartieron con una numerosa audiencia temas sobre el "Centenario de la creación de la Dirección General de Explotación de Petróleo en Comodoro Rivadavia" y en un cierre espectacular Ángel Malher presentó *La empresa es una orquesta*.

En este marco el IAPG Seccional Sur, la Municipalidad de Comodoro Rivadavia y la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de la Patagonia firmaron un acuerdo tendiente a mejorar la seguridad en el tránsito y el transporte para generar mecanismos que den lugar a un control más eficiente.

Cabe destacar la presencia de la sociedad civil Fundación Anahí quien incansablemente realiza su tarea vinculada a campañas sobre donación de órganos y de asistencia a personas trasplantadas, y Fundación Pro-Cap que asumió el compromiso de brindar los servicios gastronómicos durante la ExpoPymes.

La 6.º edición de ExpoPymes Golfo San Jorge contó con la participación de la Municipalidad de Comodoro Rivadavia, el Ministerio de Comercio Exterior, Turismo e Inversiones de la Provincia del Chubut y Petrominera SE.

Cursos de capacitación

Abril

Taller para la unificación de criterios para la evaluación de reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 4 y 5 de abril. Lugar: Neuquén

Introducción a la corrosión 1

Instructores: *W. Müller, A. Burkart, C. Navia, E. Sfredo, B. Rosales, A. Keitelman*

Fecha: 27 al 29 de abril. Lugar: Buenos Aires

Mayo

Mediciones de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 4 al 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 al 13 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Calidad de Gases Naturales (Incluye Gnl)

Instructor: *F. Nogueira*

Fecha: 19 y 20 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Seminario de la Industria del Petróleo y del Gas y su terminología en inglés

Instructor: *F. D'Andrea*

Fecha: 20 y 27 de mayo. Lugar: Buenos Aires

Protección Anticorrosiva 2

Instructores: *E. Carzoglio, F. Ernst, C. Flores, J. Ronchetti*

Fecha: 30 de mayo al 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 al 3 de junio. Lugar: Buenos Aires

Junio

Introducción a los Registros de Pozos

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 6 al 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 al 10 de junio. Lugar: Buenos Aires

Diseño y Operación de Conductos para Transporte de Hidrocarburos Líquidos

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 13 al 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. Müller, A. Burkart, M. Barreto*

Fecha: 22 al 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 al 1 de julio. Lugar: Neuquén

Factores Económicos de la Industria del Petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 29 de junio al 1 de julio. Lugar: Buenos Aires

Plantas de Regulación de Gas Natural

Instructor: *M. Zabala*

Fecha: 30 de junio y 1 de julio. Lugar: Buenos Aires

Julio

Interpretación Avanzada de Perfiles

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 11 al 15 de julio. Lugar: Buenos Aires

Métodos de levantamiento artificial

Instructor: *F. Resio*

Fecha: 18 al 22 de julio. Lugar: Buenos Aires

Agosto

Inyección de Agua. Predicciones de Desempeño y Control

Instructor: *W. M. Cobb*

Fecha: 1 al 5 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Taller de Análisis Nodal

Instructor: *P. Subotovsky*

Fecha: 9 al 12 de agosto. Lugar: Buenos Aires

NACE - CP Interference

Instructor: *T. Lewis*

Fecha: 22 al 27 de agosto. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de Proyectos 1. Teoría General

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 29 de agosto al 2 de septiembre.

Lugar: Buenos Aires

Septiembre

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

Negociación, Influencia y Resolución de Conflictos

Instructor: *Carlos Garibaldi*

Fecha: 8 y 9 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 al 16 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 20 al 23 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Herramientas Avanzadas de Project Management en la Industria Petrolera y Gasífera

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 26 al 28 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Decisiones Estratégicas en la Industria del Petróleo y del Gas

Instructor: *G. Francese*

Fecha: 29 y 30 de septiembre. Lugar: Buenos Aires

Octubre

Sistemas de Telesupervisión Y Control SCADA

Instructores: *S. Ferro*

Fecha: 6 y 7 de octubre. Lugar: Buenos Aires

RBCA - Caracterización y Acciones Correctivas Basadas en el Riesgo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 6 y 7 de octubre. Lugar: Mendoza

NACE CP4 – Programa de Protección Catódica 4. Especialista en Protección Catódica

Instructor: *H. Albaya*

Fecha: 17 al 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 al 21 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de Reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 24 y 25 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Conductos Troncales para el Transporte de Gas y Petróleo: Diseño y Operación

Instructor: *M. Di Blasi*

Fecha: 24 y 28 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de Reservorios de Gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 31 de octubre al 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 al 12 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE CP2 – Programa de Protección Catódica 2. Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya, G. Soto*

Fecha: 14 al 19 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Introducción al Project Management en la Industria Petrolera y Gasífera

Instructores: *N. Polverini, F. Akselrad*

Fecha: 23 al 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: 29 de noviembre al 2 de diciembre.

Lugar: Buenos Aires

Abren la inscripción para el XVIII Congreso Geológico

El XVIII Congreso Geológico Argentino abrió la inscripción para el encuentro que realizará del 2 al 6 de mayo en la ciudad de Neuquén. Bajo la consigna "Geología: un puente entre la Naturaleza y el hombre", este año el programa incluirá simposios, disertaciones magistrales, una exposición científica tecnológica, sesiones especiales, excursiones geológicas y la presentación del relatorio "Geología y recursos naturales de la provincia del Neuquén" que contendrá trabajos de investigación de destacados profesionales del país.

Para este año se espera la participación de mil especialistas, estudiantes e interesados en general tanto del

país y la región, como de Alemania, Australia, Bolivia, Brasil, Ecuador, España, Francia, Irán, Perú, Suiza y Venezuela. Incluirá simposios, disertaciones magistrales, una exposición científica tecnológica, excursiones geológicas y la presentación de un libro.

Los últimos fenómenos naturales que se produjeron en el planeta también tendrán lugar en este encuentro con el tratamiento de la sismicidad de Chile y el terremoto del 2010; la evolución geológica del Neuquén y la Patagonia; reflexiones sobre la minería, el medio ambiente y los geólogos; la exploración de petróleo y gas en la cuenca Neuquina: evolución histórica y proyección futura y la evolución de los dinosaurios carnívoros en la Patagonia.

Más información: www.congresogeologico.org.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

CONVOCATORIA A ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA

Estimado Socio:

Hacemos saber a usted que la Comisión Directiva de este Instituto, en su reunión del 13 de abril de 2011, resolvió por unanimidad convocar a Asamblea General Extraordinaria para el día 24 de mayo de 2011, a las 17,00, en su Sede de la calle Maipú 639, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, para tratar los siguientes temas:

Orden del día

1. Consideración de la Memoria y Balance del Ejercicio comprendido entre el 1.º de enero y el 31 de diciembre de 2010 y del Informe de la Comisión Revisora de Cuentas.
2. Consideración del Presupuesto de Recursos y Gastos correspondientes al Ejercicio 2011 (Art. 36, inc. A del Estatuto).
3. Elección de tres (3) Revisores de Cuentas Titulares y dos (2) Revisores de Cuentas Suplentes (Art. 33 del Estatuto).
4. Designación de dos (2) Asambleístas para aprobar y firmar el Acta, conjuntamente con el Presidente y el Secretario.

Ricardo Aguirre
Secretario

Ernesto A. López Anadón
Presidente

Nota:

Art. 39 (del Estatuto del IAPG): El quórum de las Asambleas Generales Ordinarias y Extraordinarias se formará con la mayoría absoluta de los votos de los Socios Entidad y Socios Personales. Si no fuese posible conseguir dicho quórum para la hora establecida en la convocatoria, se esperará media hora debiendo entonces celebrarse la reunión cualquiera fuese el número de Socios presentes.

Art. 40: En las Asambleas Generales los Socios Entidad tendrán derecho a tantos votos como surjan de la relación entre la cuota societaria anual fijada para los Socios Entidad y la cuota societaria anual para los Socios Personales. Los Socios Entidad que sean a su vez Socios Benefactores adicionarán por ese carácter el número de votos que tenían asignados al 30 de abril de 1981. Estos Socios Benefactores podrán incrementar el número de votos que tenían en tal carácter a la fecha indicada, mediante nuevos aportes no inferiores al monto consignado en el Artículo 11. La cantidad de votos a adicionarse será fijada por la Comisión Directiva en función del número de votos por aporte actualizado que tuvieron al 30 de abril de 1981. Los Socios Entidad que se incorporen como Socios Benefactores en las condiciones establecidas en el Artículo 11 adicionarán la cantidad de votos que fije la Comisión Directiva en función del aporte que efectúen. Los Socios Personales tendrán derecho a un voto.

Visita de funcionarios y empresarios neuquinos

El IAPG Houston recibió la visita, a principios de marzo último, de una delegación de funcionarios y empresarios neuquinos que realizó una gira por el estado de Texas, donde, además de recorrer algunos yacimientos en los que se explotan hidrocarburos no convencionales, se entrevistó con representantes de las universidades locales.

La comitiva estuvo integrada por el subsecretario y director de Hidrocarburos de la provincia del Neuquén, Alex Valdez; el secretario de Estado de Recursos Naturales y Servicios Públicos, Guillermo Coco; el presidente de la empresa Gas y Petróleo de Neuquén, Rubén Etcheverry; el representante del Copade y vicerrector de la Universidad Tecnológica de Cutral-Có, Luis Sapag, y el titular de Hidrocarburos del Neuquén (Hidenesa), Sergio Schröh.

El IAPG Houston organizó, para recibirlos, una presentación a la que acudieron entre 150 y 200 asistentes. Allí se conversó sobre las perspectivas del reciente hallazgo de *shale gas* en la provincia del Neuquén, anunciado incluso por el Gobierno nacional.

Los visitantes se reunieron con el presidente de la Cámara Argentina de Houston, Alejandro Giannotti, que realiza actividades para favorecer los intercambios económicos y culturales entre Texas y la Argentina.

La gira fue calificada de "muy exitosa" por parte de Rubén Etcheverry. Lo numeroso del público sorprendió inclusive a los organizadores del evento, y fue traducido por Etcheverry como "una demostración del interés que existe alrededor de las explotaciones no convencionales".



Por su parte, Luis Sapag confirmó a la prensa que se encuentra confeccionando un acuerdo con la Universidad de Texas. "A través del área de Estudios Latinoamericanos hay altas posibilidades de conseguir financiación –dijo al diario *Río Negro*–, y apoyo económico para estudiar los posibles impactos ambientales y sociales de las explotaciones no convencionales de hidrocarburos".

Según el funcionario de la universidad de Cutral-Có, la provincia busca esta colaboración entre las instituciones estatales y académicas de Texas para desarrollar las tecnologías de recuperación terciaria (EOR) y facilitar la rentabilidad al tiempo que acotar los impactos sobre la naturaleza y la sociedad, aseguró. ■

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	45	Olivero y Rodríguez Electricidad	57
Aesa	19	Pan American Energy	Retiro tapa
AOG	71	Petroconsult	82
Casucci Automatización	42	Port of Houston	58
Chevron	59	Schlumberger Argentina	13
Compañía Mega	27	Skanska	17
Contreras Hnos	Retiro contratapa	So Energy	47
Cummins Argentina	52	Tecna	Contratapa
Curso Diseño Conceptual y Operación de Ductos	73	Tecpetrol	25
Curso Nace	76	Tesco Corporation	37
Delga	49	TGS	65
Digesto de Hidrocarburos	83	Total	9
Electrificadora Del Valle	41	V y P Consultores	70 y 93
Emerson	51	VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos	69
Ensi	68	Wärtsila Argentina	35
Exterran Argentina	15	Waukesha	43
Foro IAPG	101	Wenlen	31
Giga	93	WGC	77
IBC- International Bonded Couriers	95	YPF	7
IPH	22	Zoxi	67
Jornadas sobre Gestion del Conocimiento	81		
Kamet	29		
Lineal Soluciones	80		
Lufkin Argentina	53	Suplemento estadístico	
Marshall Moffat	23	Industrias Epta	Contratapa
Martelli Abogados	26	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Norpatagonica Lupatech	30	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