

octubre 2012



PETROTECNIA

5 | 12

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LIII - OCTUBRE 2012

Perforación



Petrotecnia - Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LIII. N° 5



Media sponsor de:





LA MAYOR INVERSIÓN DE LOS ARGENTINOS

- Pan American Energy invirtió 7.600 millones de Dólares entre 2001 y 2011

...y logró

EL MEJOR RESULTADO PARA LA ARGENTINA

- 44% de aumento en su producción de petróleo
- 96% de aumento en su producción de gas natural
- 40% de aumento en sus reservas probadas de hidrocarburos

Pan American Energy reafirma su compromiso con la Argentina, perforando más pozos, explorando en tierra firme y en el mar, desarrollando nuevas áreas y construyendo nuevas plantas e instalaciones.

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

**Pan American
ENERGY**

Compromiso con el país



Este número está dedicado al Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos que durante el mes de agosto se desarrolló en la ciudad de Buenos Aires.

El congreso fue un éxito, reunió a los especialistas durante tres días en los cuales, ante una numerosa concurrencia, se presentaron trabajos técnicos y se desarrollaron conferencias de un gran nivel. Como era previsible, también en este evento la temática de los reservorios no convencionales tuvo un espacio muy importante. Como todos sabemos, el gran desafío de la industria del petróleo y del gas en la Argentina será la explotación de estos yacimientos, y dentro de la gran variedad de especialidades que serán necesarias para lograr el éxito en esta tarea, la perforación, reparación y terminación de pozos son las más importantes.

Podrán encontrar en este número de *Petrotecnica* las principales ponencias y un resumen de las mesas redondas que se realizaron en el congreso. Quiero aprovechar este espacio para felicitar a los miembros de la comisión organizadora por el excelente trabajo que realizaron y la calidad de los contenidos del congreso.

A propósito del eje temático que abordamos en esta revista, hemos incluido un artículo del Ing. Gabino Velazco que nos hace una reseña sobre los hitos de la perforación en la Argentina. Es una forma distinta de recorrer la historia de la industria desde la mirada de un perforador.

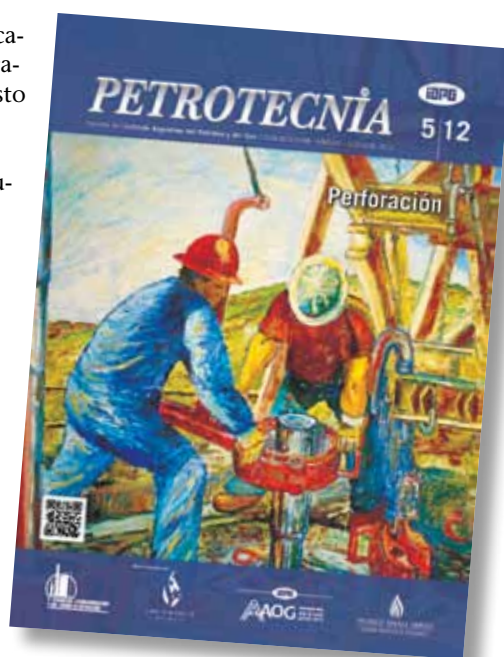
Además, dentro de la sección de notas técnicas seguimos con la publicación de los trabajos que resultaron premiados en el Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del año pasado. También incluimos un trabajo sobre un tema muy interesante y de actualidad como es el valor agregado de la Responsabilidad Social Empresarial; en esta nota el Lic. Cdor. Leandro Del Regno explica cómo las actividades de RSE suman valor a las compañías.

Asimismo, la Seccional Comahue realizó un interesante trabajo en el cual se hizo un relevamiento de los corredores sanitarios de la provincia del Neuquén como una contribución para las áreas de Seguridad y Salud Ambiental de las empresas que operan en la Cuenca Neuquina. Este trabajo se publica en el presente número ya que consideramos que es una excelente iniciativa y de gran utilidad para aquellos que se encuentran en la zona.

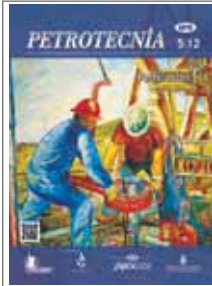
Para finalizar, del 30 de octubre al 2 de noviembre se desarrollará en la ciudad de Buenos Aires el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, evento que se reflejará en el próximo número de *Petrotecnica* y al cual invito a todos los lectores a que concurran.

Hasta el próximo número.

Ernesto A. López Anadón



Sumario



Tema de tapa | La perforación, con foco en los recursos no convencionales

Óleo "Bajando cañería en un pozo de Rincón de los Sauces" por *Ing. Manuel Ferreccio*. El autor (1939-1995) se especializó en Perforación a lo largo de su carrera en empresas como Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Bidasas, Río Colorado, GeoPatagonia, en las provincias de Neuquén, Salta y Chubut. Tuvo una ardua labor como docente universitario y fue cofundador de la carrera de Técnico en perforación en la Universidad Nacional de Salta.

08 Estadísticas

Los números del petróleo y del gas
Suplemento estadístico

Tema de tapa



10

■ Cerró con éxito el Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos.

En presencia de más de 350 asistentes provenientes de al menos 10 países, finalizó el evento organizado por el IAPG del 7 al 10 de agosto, con conferencias y mesas redondas.



14

■ Experiencias de perforación con objetivos de alta precisión

Por *Juan Aguilera, Albano Ayala, Carlos Palacios, Juan Carlos Bassi, Jorge Ariel Garcia y Marcelo Parlanti*

Un equipo interdisciplinario proveniente de compañías operadoras y de servicio analiza la forma en que se planifican los pozos y la tecnología utilizada en su construcción.



34

■ Análisis y optimización de los fracturamientos hidráulicos y del proceso de terminación basado en la respuesta de producción en la cuenca no convencional de Eagle Ford

Por *Ing. Sergio Centurión*

El autor relata la experiencia en la formación estadounidense, donde se ha practicado la perforación horizontal y la terminación multietapas, además de diversas innovaciones en estimulación.



44

■ Cuestiones y aspectos técnicos en el diseño de tuberías para pozos shale

Por *Ing. Fabián Benedetto*

El autor proporciona un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de tuberías para pozos para ser construidos en reservorios no convencionales que almacenan gas y petróleo en *shales*.



56

■ Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio. Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina.

Por *Luis Álvarez, Fabio Peñacorada, Emmanuel d'Huteau, Santiago Pérez Millán y Roberto Sentinelli*

Una descripción de las características geológicas del reservorio, así como de los obstáculos que se presentan durante la vida productiva del pozo y de los resultados que se obtienen durante los diferentes tratamientos de estimulación que se efectúan.



66

■ Mesa redonda I. Panorama latinoamericano de la perforación

Especialistas de toda la región se refirieron a la situación actual de su especialidad, así como de sus proyecciones a corto, mediano y largo plazo.



72

■ Mesa redonda II. Aspectos logísticos de la perforación

Profesionales regionales expusieron aspectos extremos o novedosos de la logística, ya sea en la selva, en el *offshore*, o en los reservorios no convencionales.



78

■ **Hitos de la perforación en la Argentina**

Por *Ing. Gabino Velasco*

Un recorrido por los hechos relevantes que fueron desarrollando este aspecto importante de la industria.



90

■ **Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales**

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* y *Dr. Ing. Julio Vivas Hohl*

Se recuerdan aquí nociones básicas sobre los distintos aspectos de este tipo de recursos, así como sus características.

Nota técnica



82

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

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

Se publica aquí un cuadro con información sobre los precios de los distintos tipos de combustibles al alcance del uso doméstico.



84

■ **El impacto de la RSE en el valor de la compañía**

Por *Lic. Cdr. Leandro Del Regno*

Los orígenes de esta práctica, creciente en las empresas de hidrocarburos, y su contribución al crecimiento del valor de la organización.

Actualidad



100

■ **David Carroll: ¿Se viene la “Era dorada del gas natural”?**

Por *Lic. Guisela Masarik*

El futuro vicepresidente de la IGU se expresa sobre el desarrollo actual del gas natural y sus perspectivas en el corto, mediano y largo plazo.



104

■ **El corredor sanitario en las áreas de producción de la Cuenca Neuquina**

Un servicio a los profesionales de la industria, un relevamiento de la Seccional Comahue del IAPG sobre atención sanitaria, de utilidad para quienes se desplazan por las zonas de la cuenca.

Congresos



108

■ **Congresos y jornadas**

Los que se fueron. 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.

112 **Novedades de la industria**

118 **Novedades del IAPG**

121 **Novedades desde Houston**

122 **Índice de anunciantes**



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

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

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

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

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

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

Staff

Director. Ernesto A. López Anadón

Editor. Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones.

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial. Daniela Calzetti y María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas. Roberto López

Corrector técnico. Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente. Eduardo Fernández

Miembros. Jorge Albano, Víctor Casalotti, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Eduardo Fernández, Eduardo Lipszyc, Enrique Mainardi, Guisela Masarik, Enrique Kreibohm, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Fernando Romain, Romina Schommer, 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 LIII N.º 5, octubre de 2012

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3500 ejemplares

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

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

Aderida 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: \$ 340

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 300

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

Informes: suscripcion@petrotecnica.com.ar

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



Premio Apta-Rizzuto

- 1.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 técnica-CONICET 2011
- 1.º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1.º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- Accésit 2003, 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, 2011, notas de bien público
- Accésit 2010, notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- 2.º Accésit 2010, 2011 notas de bien público
- 2.º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones

Comisión Directiva 2012-2014

CARGO

Presidente
Vicepresidente 1º
Vicepresidente *Upstream* Petróleo y Gas
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero

Pro-Tesorero
Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

Socio Personal
YPF S.A.
PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)
ESSO PETROLERA ARGENTINA S.R.L.
METROGAS
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)
PETROBRAS ARGENTINA S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.
TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.
PLUSPETROL S.A.
CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)
GAS NATURAL BAN S.A.
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.

WINTERSHALL ENERGIA S.A.
COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)
SIDERCA S.A.I.C.
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)
SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.
BOLLAND & CIA. S.A.
REFINERIA DEL NORTE (REFINOR)
TECNA S.A.
DLS ARGENTINA LIMITED - Sucursal Argentina
CAMUZTI GAS PAMPEANA S.A.

DISTRIBUIDORA DEL GAS DEL CENTRO-CUYO S.A. (ECOGAS)
HALLIBURTON ARGENTINA S.A.
GASNOR S.A.
ENAP SIPETROL
LITORAL GAS S.A.
ASTRA EVANGELISTA
BAKER HUGHES COMPANY ARGENTINA S.R.L.
SOCIO PERSONAL
BUREAU VERITAS
CESVI

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Sra. Giselle Mastrandrea
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Ing. Pedro Caracocha
Ing. Andrés Cordero
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Ing. Carlos Alberto Seijo
Dr. Carlos Alberto Da Costa

Ing. Ricardo Aguirre
Sr. Javier Rielo

Ctdor. Gabriel Alfredo Sánchez
Ing. Juan Carlos Pisanu
Ing. Sergio Mario Raballo
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Sr. Horacio Cester
Ing. Daniel Néstor Rosato

Ctdor. Gustavo Albrecht
Dr. Santiago Marfort
Ing. Guillermo Héctor Noriega
Ing. Miguel Angel Torilo
Ing. Richard Brown
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Daniel Omar Barbería
Ing. Margarita Esterman
Ing. Eduardo Michieli
Ing. Juan José Mitjans

Sr. Enrique Jorge Flaiban
Ing. Raúl Bonifacio
Lic. Rodolfo H. Freyre
Sr. Claudio Aldana Muñoz
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Ing. Alberto Francisco Andrade Santello
Ing. Eduardo Daniel Ramírez
Ing. Carlos Alberto Vallejos
Cr. Alexis Varady
Ing. Gustavo Eduardo Brambati

Alterno

Sra. Silvina Oberti
Ing. Miguel Angel Laffitte
Ing. Andrés A. Chanes
Lic. Jorge Héctor Montanari
Ing. José Alberto Montaldo
Ing. Daniel Alberto Perrone
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Dr. Diego Saralegui

Ing. Guillermo Rocchetti
Sr. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Ing. Héctor Raúl Tamanini
Lic. Marcelo Eduardo Rosso
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Martín Yañez

Sr. Fernando G. Araujo
Ing. Julio Shiratori
Lic. Patricio Ganduglia
Ing. Carlos Gargiulo
Ing. Daniel N. Blanco
Lic. Mariano González Rithaud
Ing. Hermes Humberto Ronzoni
Ing. Edelmiro José Franco
Ing. Gustavo Rafael Mirra
Ingr. Gerardo Francisco Maioli
Ing. Jorge Ismael Sánchez Navarro
Lic. Tirso I. Gómez Brumana
Lic. Roberto Meligrana
Cont. Daniel Ravadulla
Ing. Jorge A. Chadwick
Ing. Jaime Patricio Terragosa Muñoz
Dr. Hernán D. Flores Gómez
Ing. José María González

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

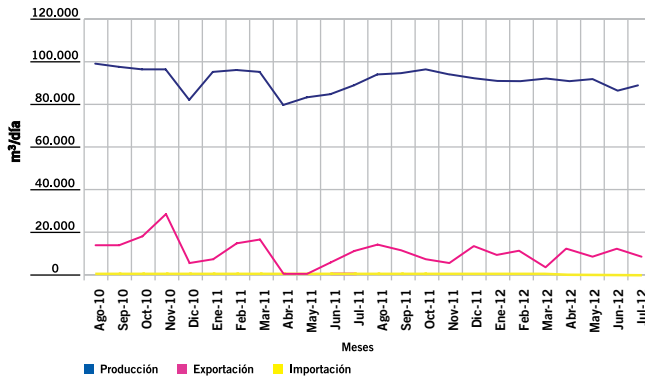


LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

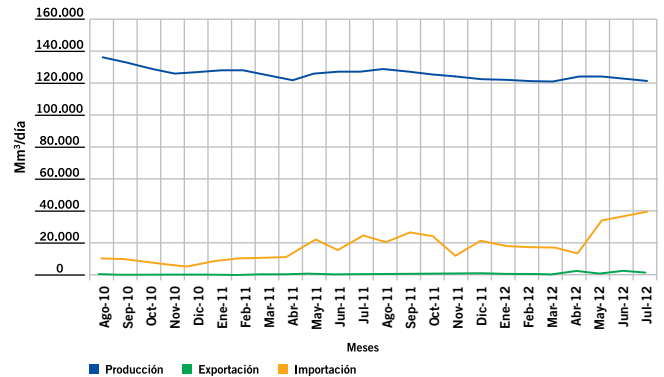


www.foroiapg.org.ar
Ingrese al foro de la industria del petróleo y del gas

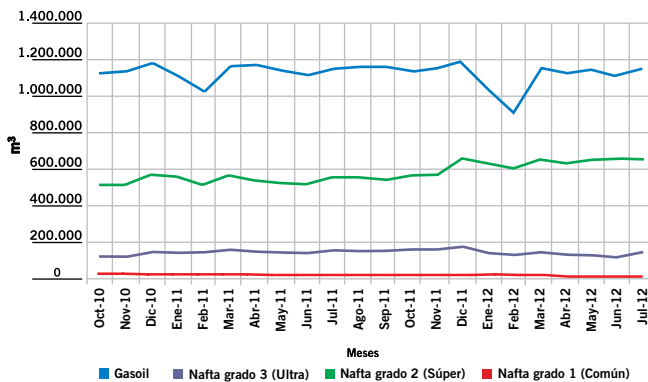
Producción de petróleo vs. importación y exportación



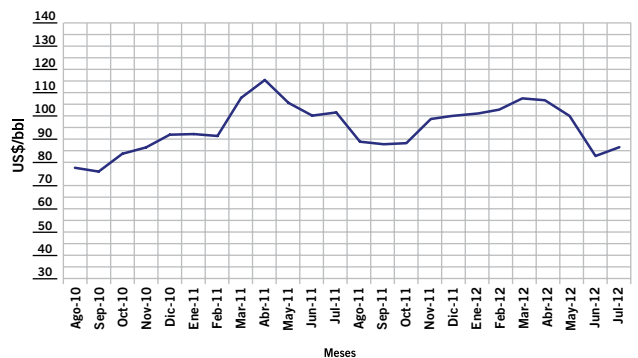
Producción de gas natural vs. importación y exportación



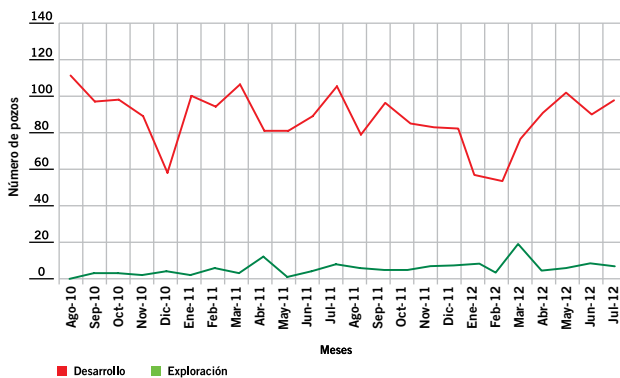
Ventas de los principales productos



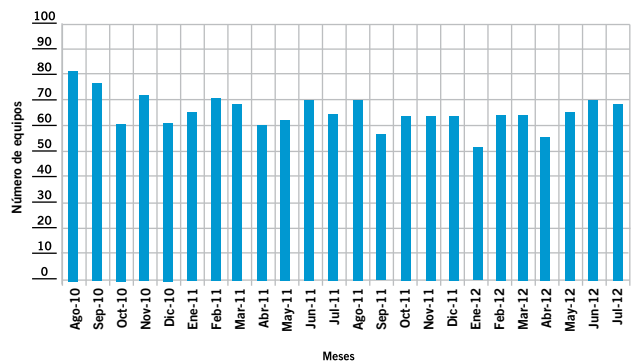
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



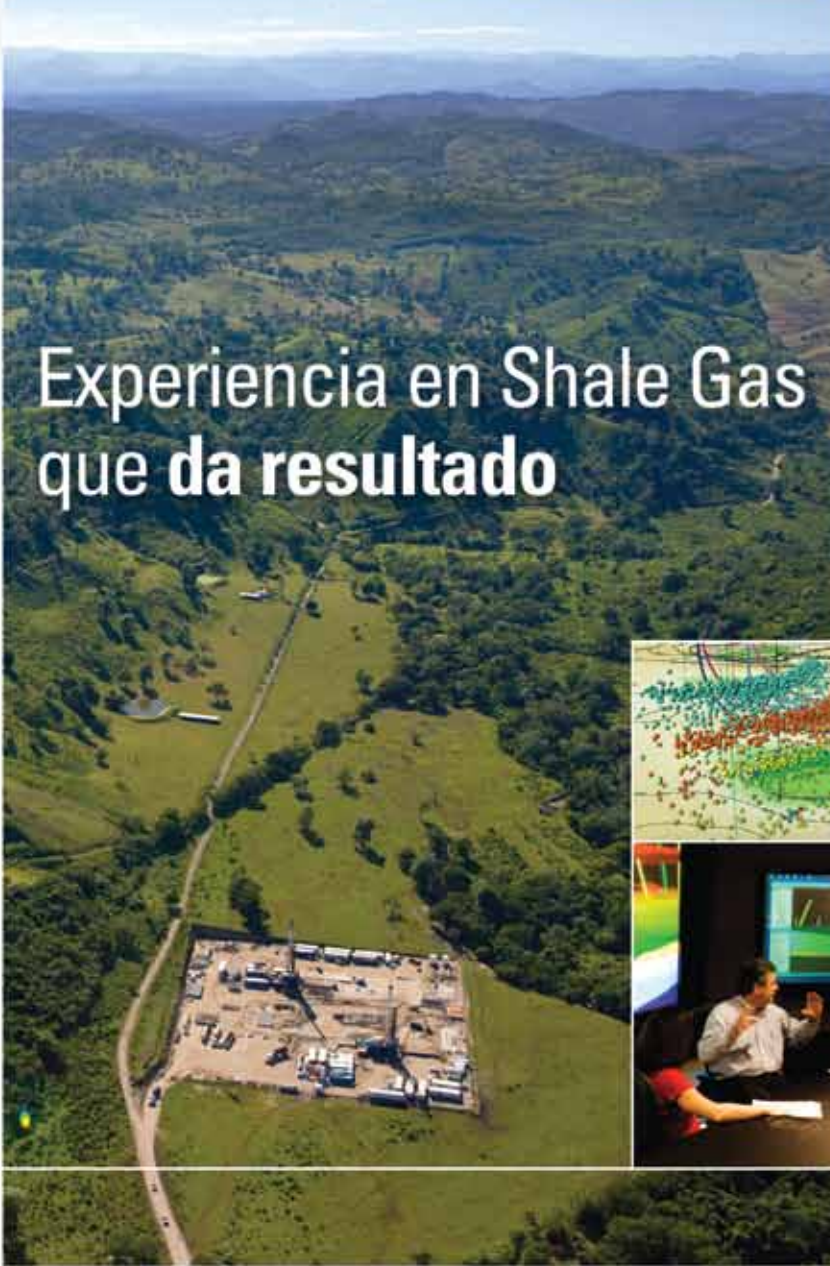
Cantidad de equipos en perforación



Shale Gas

Experiencia en Shale Gas que da resultado

Mapas de Schlumberger © 2011 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 11462088



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 Conocimiento 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

Cerró con éxito el *Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos*

La perforación, con foco en los recursos no convencionales



Con más de 350 asistentes, finalizó el evento organizado por el IAPG del 7 al 10 de agosto, que incluyó conferencias y mesas redondas de gran nivel técnico; participaron especialistas y estudiantes de la Argentina y de más de 10 países, que trataron en profundidad la actualidad de la perforación tanto en yacimientos convencionales como en no convencionales, en el país y en la región.

De “excelente” y “oportuno” fue calificado el **Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos**, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL), del 7 al 10 de agosto último.

La concurrencia fue importante y llenó las expectativas de los organizadores, y, al parecer, la de los más de 350 asistentes provenientes tanto de la Argentina como de los Estados Unidos, Canadá, Venezuela, Uruguay, Colombia, Perú, Ecuador, Bolivia, Chile, México y Brasil que se dieron cita en el hotel Sheraton de Retiro de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

A lo largo de cuatro días, prestigiosos profesionales locales y regionales trataron temas referentes a las problemáticas de impacto en la actualidad energética del momento: tanto a la perforación en yacimientos convencionales –desde la reducción de costos en yacimientos maduros hasta fracturas hidráulicas en campos de gas maduro– como a las cuestiones y aspectos técnicos en el diseño en pozos *shale* o terminaciones en yacimientos de *tight gas*.

Se pudo asistir, además, a interesantes conferencias por parte de expertos de renombre internacional, como las experiencias en la explotación de yacimientos de *shale gas* en los Estados Unidos por parte del Ing. George King (Apache Corp.), experiencias en aguas profundas; así como a mesas redondas sobre capacitación y desarrollo del personal de perforación; o aspectos logísticos de la perforación en el país y en la región. El broche final fue una visita guiada por la planta en la zona de Campana.

Inauguración

El congreso estuvo dirigido a las principales empresas productoras, perforadoras y de servicios con actividad en América Latina, así como destacadas personalidades y expertos de todos los puntos de la región.

El evento fue inaugurado por el secretario de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Ing. Daniel Cameron y la secretaria de Planeamiento y Políticas del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Dra. Ruth Ladenheim. Fueron sus anfitriones el presidente del Comité Organizador del Congreso, Ing. Oscar Vicente, así como el presidente del IAPG, Ing. Ernesto A. López Anadón; y el secretario Ejecutivo de ARPEL, Ing. César González.

“El primer desafío que se acerca son los recursos convencionales”, indicó en el inicio de las jornadas el Ing. Cameron, y explicó que, según los estudios con que cuenta la Secretaría, “puede que en el ámbito de los convencionales ya no encontremos un yacimiento como Loma La Lata, pero todavía hay gas para colaborar con el desarrollo de la Argentina”.

Asimismo, hizo hincapié en los recursos no convencionales, sin duda, el tema del momento. Cameron se refirió a ellos como “un nuevo paradigma”, “un objetivo central” y “un desafío enorme” ya que se habla de “una masa de recursos técnicamente recuperables importante”, una cifra que “no entra en la cabeza de ninguno de nosotros”.



Ruth Ladenheim, Ernesto A. López Anadón, Daniel Cameron y Oscar Vicente.

Cameron agregó que esta nueva alternativa que se plantea “va a necesitar utilizar mayor cantidad de mano de obra, lo cual también es bueno, que va a exigir una mayor especialización”. Y recomendó “que todos compartamos la información básica, no sólo los aciertos, sino también los errores, que muchas veces son los que más enseñan”.

Para compartir esta información, dijo, este congreso “es el ámbito indicado, porque aquí es donde los conocimientos tienen que sumarse” y llamó a los profesionales a actuar en conjunto y sumar las sinergias. Por su parte, la Dra. Ladenheim hizo un repaso de los numerosos proyectos que involucran a su ministerio con desarrollos referidos a los hidrocarburos, entre otros ámbitos.

Conclusiones de los organizadores

Al finalizar esta nueva edición del Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, el Comité Organizador agradeció a las autoridades que lo visitaron, así como a los expositores y a la audiencia en general.

“En esta edición, la cantidad de participantes superó nuestras expectativas, estamos realmente contentos, no sólo hubo participantes argentinos, sino también de Bo-





Ernesto A. López Anadón y Daniel Casalis.

livia, Brasil, Uruguay, Chile, Perú, Venezuela, Colombia, México y Estados Unidos, entre otros”, dijo al cierre el Presidente de la Comisión de Perforación del IAPG, Ing. Daniel Casalis.

Y enumeró que fueron presentados 36 trabajos técnicos de excelente nivel que abarcaron todos los ejes temáticos, recorriendo todo el espectro de perforación, termi-

nación, reparación y servicio de pozos. Todos mostraron las continuas innovaciones tecnológicas y sus ámbitos de aplicación práctica así como las experiencias de campo, con alto grado de dedicación y creatividad.

“Tuvimos tres excelentes conferencias de altísimo nivel vinculadas con los reservorios no convencionales y con la perforación en aguas profundas, que nos presentaron desafíos a tomar y modelos a seguir”, dijo Casalis. Además, se contó con tres mesas redondas “que nos permitieron debatir y tener una mirada crítica del panorama en Latinoamérica, la capacitación y la logística en distintos ámbitos”, dos de las cuales se publican en esta edición.

El Ing. Casalis agradeció al Ing. Oscar Vicente “quien nos acompañó en la organización y realización de este congreso”, al personal del IAPG “que puso su tiempo y esfuerzo y que, en forma anónima, trabajó para que esto fuera una realidad y un éxito” y al Comité Técnico de este evento, que él mismo preside, por el empeño y la dedicación puestos al servicio del congreso.

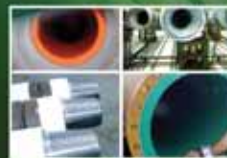
Por último, Casalis, quien fue nombrado Presidente de este congreso para la próxima edición, resaltó una frase que se escuchó a lo largo del evento: “Sólo vamos a tener éxito si compartimos información y colaboramos entre todos”.

Las autoridades invitaron, además, al inminente 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, que se desarrollará también en Buenos Aires, del 30 de octubre al 2 de noviembre de 2012. ■

NORPATAGONICA

LUPATECH

Somos líderes en la provisión de servicios, productos químicos, revestimientos anticorrosivos e insumos para todas las industrias, en especial la de Oil & Gas.



- Secados de gasoductos • Pruebas de hermeticidad y resistencia • Limpieza industrial • Limpiezas mecánicas y/o químicas •
- Bombeos de alta y baja presión • Dosificación de productos químicos en yacimientos y plantas •
- Operación de plantas (petróleo, gas y agua) • Transporte de sustancias peligrosas.

LUPATECH FIBERWARE revestimiento de cañerías:

El 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. La continuidad del revestimiento entre tubo y tubo se garantiza mediante anillos de barrera de corrosión (CBR), especialmente diseñados, evitando así todo contacto del fluido con el metal y son terminados herméticamente en ambos extremos (Pin y Cupla).

Ruta 7 – Parque industrial Neuquén – Neuquén (8300) – Argentina – Tel.: + 54 (299) 4413033 – 4413052
norpatagonica@lupatech.com / www.norpatagonica.com

soluciones de excelencia

INGENIERÍA • FABRICACIÓN • CONSTRUCCIÓN • SERVICIOS

AESA | www.aesa.com.ar



**ANCAP – Proyecto de Gas Oil
y Gasolina de Bajo Azufre**
Refinería La Teja,
Montevideo, Uruguay

Experiencias de perforación con objetivos de alta precisión

Por *Juan Aguilera, Albano Ayala, Carlos Palacios y Juan Carlos Bassi* (Vale S.A.)
Jorge Ariel García y Marcelo Parlanti (Weatherford)

En este trabajo, un equipo interdisciplinario proveniente de compañías operadoras y de servicio analiza la forma en que se planifican los pozos y la tecnología utilizada en su construcción.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

El presente trabajo ofrece una perspectiva poco común de la evolución de los parámetros de perforación direccional y la curva de aprendizaje construida en un proyecto con altas exigencias desde el punto de vista técnico. La necesidad del proyecto de poseer pozos con objetivos por intersectar muy precisos y, por otro lado, la necesidad de optimizar los costos, llevó a aplicar técnicas y procedimientos que permitieran alcanzarlos.

La búsqueda permanente de una *performance* comparable con los estándares de la industria del petróleo y del gas ha llevado a este equipo integrado por operadores y prestadores de servicio a analizar en forma crítica y sin restricciones paradigmáticas, tanto el modo en que los pozos son planificados como la tecnología utilizada en su construcción. Por otra parte, el trabajo en equipo, el cuestiona-

miento permanente sobre lo realizado y la eliminación de barreras comunicacionales entre operador y prestador de servicio aportaron a los logros y mejoras del proyecto.

Los nodos principales que aborda el trabajo técnico son los siguientes:

1. Diseño de PAD tipo araña.
2. Herramientas en la disciplina direccional para optimizar tiempos de perforación.
3. Estudios IFR. Precisión al centro de objetivo.

1. Diseño de PAD tipo araña

El proyecto *Potasio Río Colorado* prevé la perforación de sus pozos en la modalidad de PAD, los cuales están compuestos por 16 pozos cada uno, y poseen una geometría tipo S con distintas inclinaciones: baja, media y alta

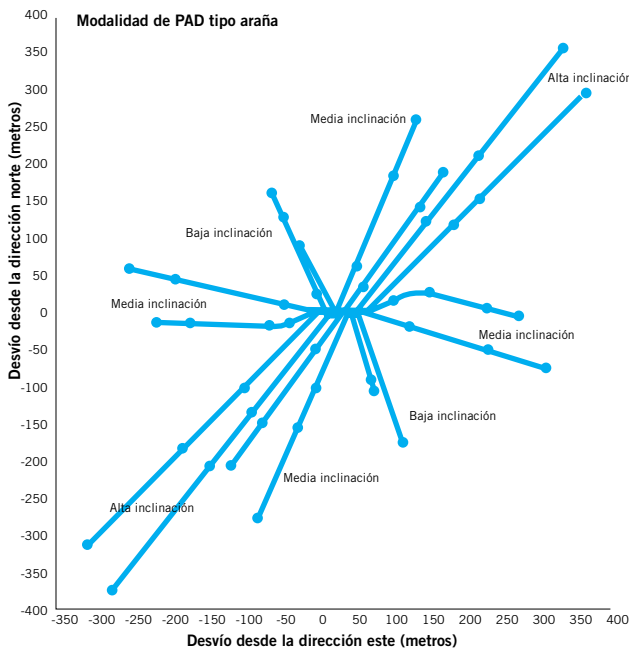


Figura 1. Disposición tipo araña de los pozos en planta.

(hasta 50° grados). Están construidos en una fase superficial y una fase de producción con el fin de poder alcanzar los objetivos geológicos en forma vertical dentro de un radio no mayor a 5 metros. La capa objetivo se encuentra a 1.100 metros TVD (figura 1).

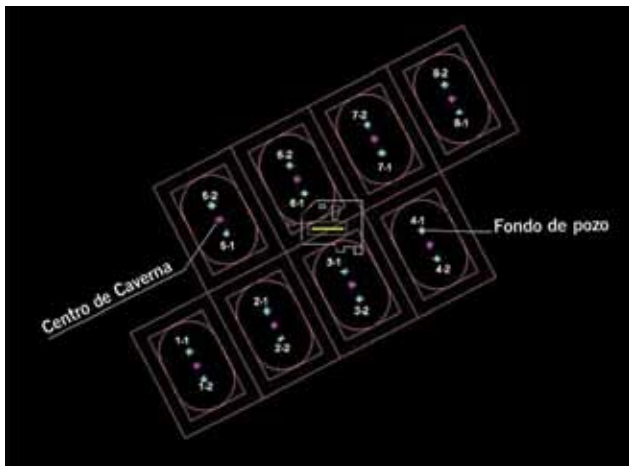


Figura 2. Geometría de cavernas proyectada.

Esta modalidad de perforación requiere una secuencia de trabajo ordenada para que la perforación de cada pozo sea realizada de una manera prolija y exitosa.

La precisión lograda en el punto de aterrizaje de estos pozos es indispensable para cumplir con las necesidades del proyecto respecto de la recuperación final de mineral de potasio ya que cada par de pozos compone una caverna en la cual, por disolución, se producirá el mineral de interés, y estas cavernas poseen un distanciamiento previamente proyectado (figura 2).

Desarrollo de pozos

Comienza con un trabajo de planificación desde la ingeniería en el que se analiza en conjunto las mejores opciones para la geometría de cada pozo, ubicación de KOP, EOB, DROP y EOD de manera de tener una geometría adecuada en función de las exigencias de cada formación a lo largo del pozo, al tiempo que se va optimizando el diseño de los pozos y su tiempo de realización (figura 3).

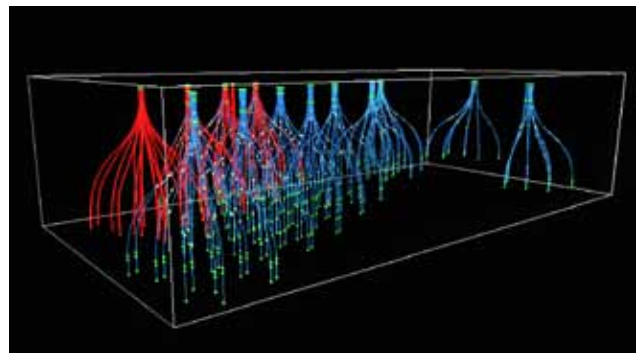


Figura 3. Trabajo de planificación de los distintos PAD. Software 5D.

BHA #2 Sección 8,75" (750-1285 m)

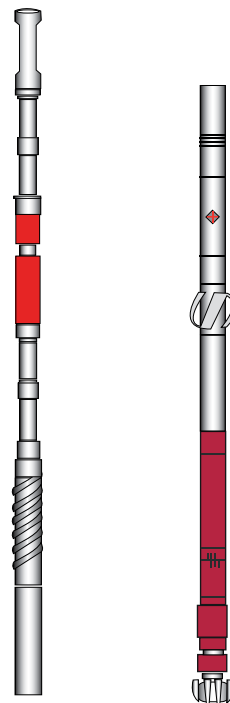


Figura 4. Diseño de BHA.

En la planificación también se analizan los BHA por utilizar mostrando dimensiones de cada herramienta, pesos disponibles y una visualización gráfica para su posterior armado en el campo. Se realizan a su vez los estudios pertinentes de torque y arrastre e hidráulica para conocer los esfuerzos a los que estará sometida la herramienta, su comportamiento para tener una guía de los parámetros de perforación por utilizar. Para casos de interés particular, se realizan simulaciones consecutivas y análisis de vibraciones que permiten estimar las tendencias de respuesta de la herramienta y las ventanas críticas de trabajo lo que disminuye el riesgo de posibles fallas (figura 4).

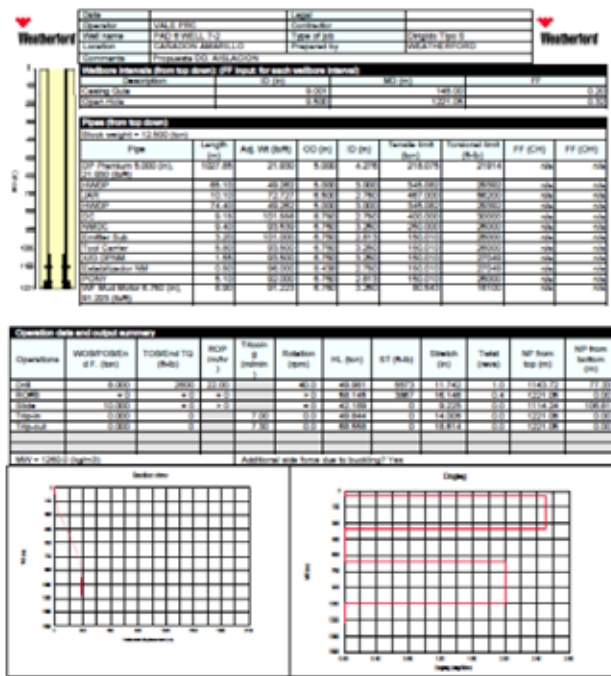
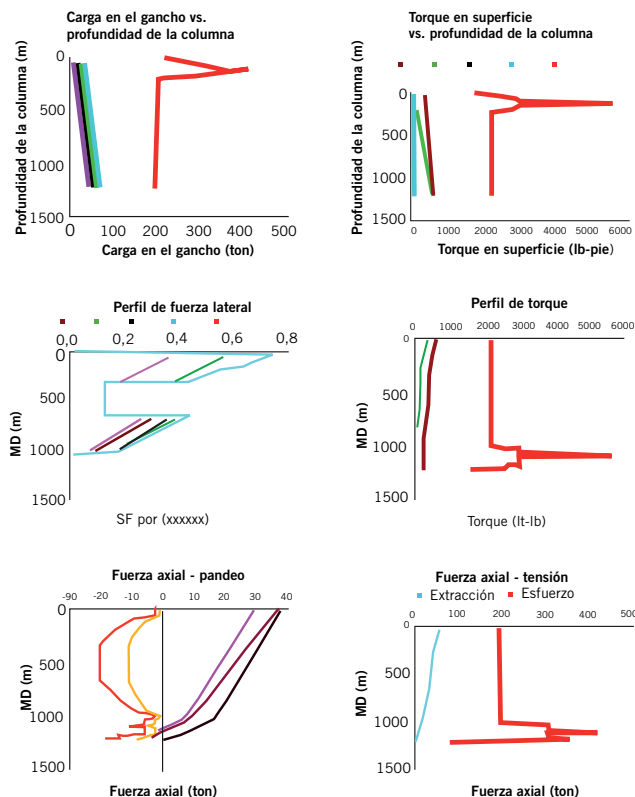


Figura 5. Análisis de torque y arrastre e hidráulica.

Durante la etapa de planificación e ingeniería, participa en forma activa personal técnico de campo, para que al momento de la realización física de la construcción de los pozos, no surjan inconvenientes ni dudas acerca de lo programado.

Se presentan a modo de ejemplo, diseños de BHA, análisis de torque y arrastre, hidráulica y análisis de vibraciones que se realizan en cada uno de los pozos en la fase de programación (figura 5).



BHABend Analisis de Vibración - PAD 6 Pozo 8-1 - Aislación

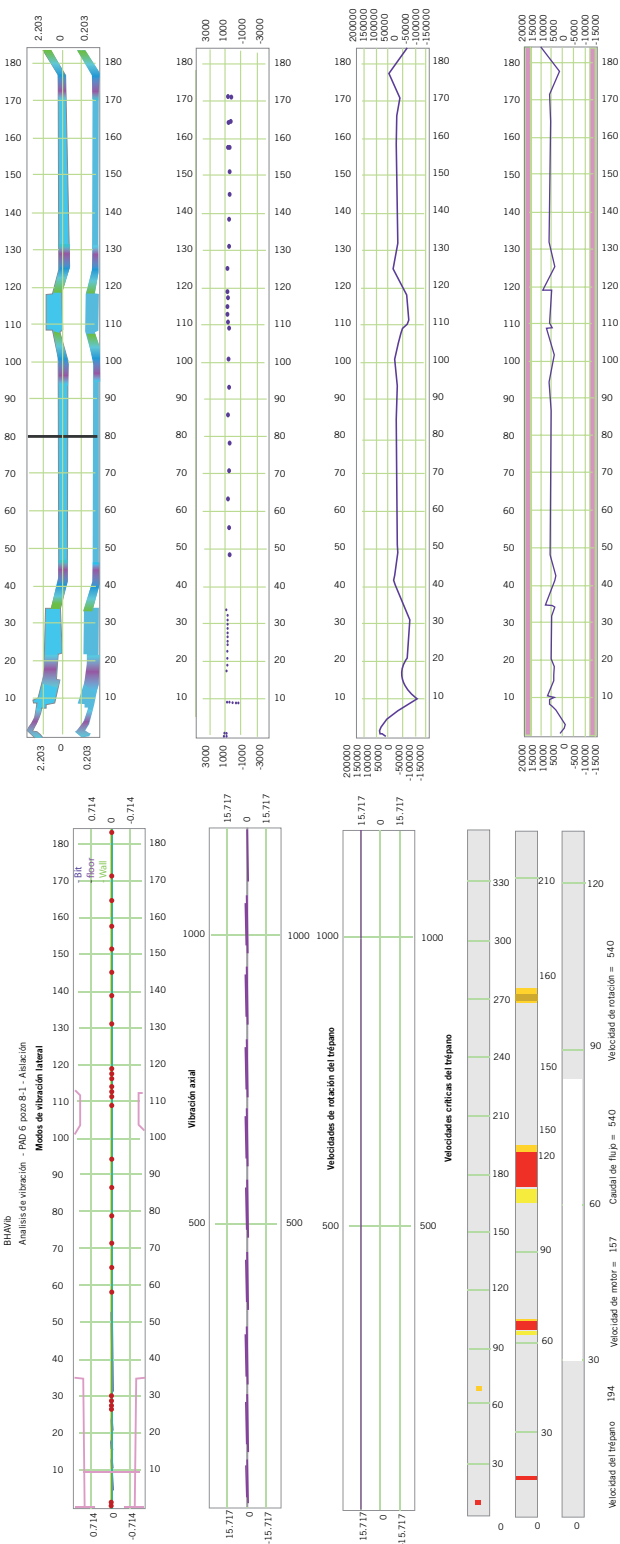


Figura 6. Análisis de vibraciones.

2. Herramientas en la disciplina direccional para optimizar tiempos de perforación

Partiendo de la experiencia en los primeros pozos realizados, se implementaron mejoras respecto del diseño de conjuntos de fondo y tecnología utilizada con la finalidad de optimizar el diseño de los pozos, sus tiempos de perforación y la consecuente mejora en los costos.



Tecpetrol

Energía que crece

www.tecpetrol.com

Algunos de los cambios implementados se detallan a continuación:

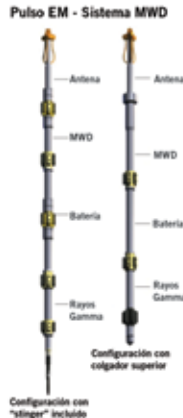
- **Introducción del EM-MWD (electromagnético).** Reducción de tiempo de registro, eliminación de herramienta giroscópica en fase superficial. No se han registrado fallas de las herramientas a lo largo de los pozos realizados hasta la fecha.

Descripción de la herramienta

SISTEMAS DE MEDICIÓN CONTINUA "MWD"

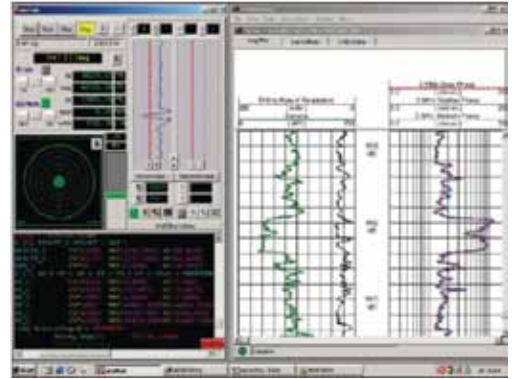
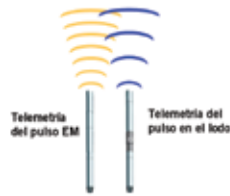
Sistema de transmisión electromagnética

- De aplicación especial para la perforación de zonas con alta permeabilidad ya que no es afectado por la pérdida de fluidos.
- Perfecto para la perforación bajo-balance ya que no utiliza el fluido como medio para la transmisión de datos.
- El sistema permite comunicación bi-direccional con la superficie lo que permite la optimización de los datos recibidos y el ahorro en consumo de baterías.
- Mínimo tiempo para la toma de surveys ya que los mismos pueden ser adquiridos durante las conexiones reduciendo el riesgo de pegamiento por presión diferencial.
- El sistema es modular y recuperable en algunas configuraciones.
- Alta confiabilidad presentando el MTBF más alto de la industria.
- Puede ser utilizada en un rango variado de diámetros de pozos con collares convencionales desde 4 1/2" hasta 8".
- La herramienta puede proporcionar mediciones de Gamma Ray y Presión Anular en tiempo real y almacenarla en memoria.



VENTAJAS DEL MWD ELECTROMAGNETICO

- Funciona en todas las fases en Tiempo Real
 - Perforación
 - Circulación
 - Tripping
- Independiente de las Características del Lodo
 - Densidad
 - Viscosidad
 - LCM
- Independiente de la Hidráulica del Lodo
 - Durante un Kick
 - Durante una pérdida parcial o total de lodo
 - Si la bomba esta funcionando o no; Kelly conectada o no
- Independiente del Fluido de Perforación
 - WBM, OBM
 - Lodo alreado
 - Espuma
 - Aire, gas



- **Utilización de motor de fondo y trépano PDC en perforación de la fase superficial y estandarización de los BHA de la fase superficial (guías) en función de las mejores performance obtenidas**

Con la incorporación de motor de fondo en la perforación superficial (guías) y el cambio de trépano tricónico por PDC, se han logrado sustanciales mejoras de tiempos en la realización de este tipo de perforación (figura 7).

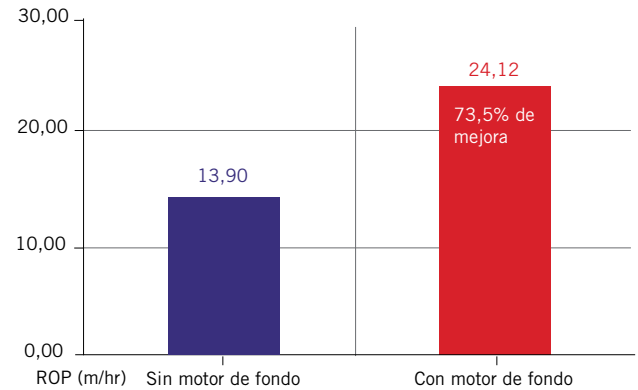
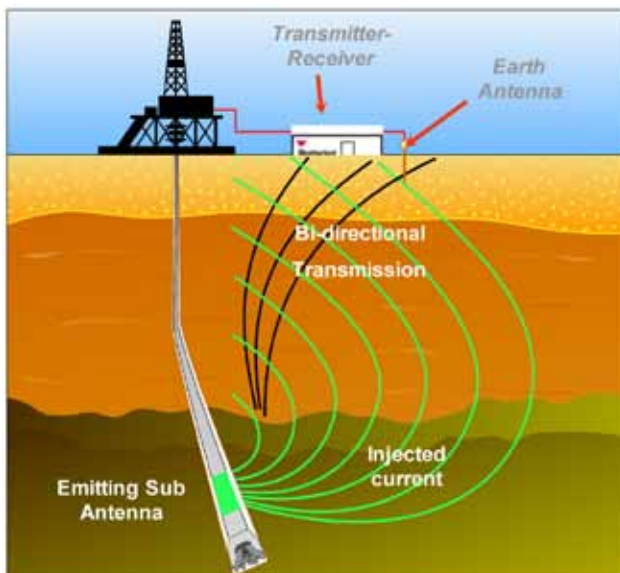


Figura 7. Desempeño fase superficial.

Y luego de clasificar y analizar el comportamiento de los BHA utilizados en cada pozo de acuerdo a su rendimiento, se logró identificar aquellos conjuntos que tenían una mejor respuesta de acuerdo a la inclinación del pozo perforado, realizando los cambios que se muestran a continuación:

Fase superficial corta	1	Trépano Tricono + Stab + DC + Stab + MWD + DC + HWDP
	2	Trépano Tricono + Motor Sleeve Stab + Stab + MWD + DC + HWDP
Fase superficial larga	1	Trépano Tricono + Motor Sleeve Stab + Stab + MWD + DC + HWDP
	2	Trépano PDC + Motor Sleeve Stab + Stab + MWD + DC + HWDP

Imágenes del funcionamiento y visualización



Una Industria Argentina para el Mercosur

En Compañía Mega modernos procesos tecnológicos permiten aprovechar los componentes ricos del gas natural. El etano producido constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina. El propano, butano y gasolina natural, por su parte, son exportados a diferentes mercados.

BUENOS AIRES

San Martín 344, 10 piso
(CP1004AAH)
Ciudad de Buenos Aires
Tel.: (54-11) 5441-5876/5746
Fax: (54-11) 5441-5872/5731

PLANTA NEUQUÉN

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

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n
(Q8300AXD) Puerto Galván
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471

 **MEGA**
COMPAÑÍA MEGA S.A.



Con la estandarización de los BHA se obtuvieron mejoras sustanciales en los tiempos de perforación, siendo esto el resultado de un aumento de las ROP y de una disminución de la longitud perforada en modalidad de *slide* respecto de la perforada rotando (figura 8).

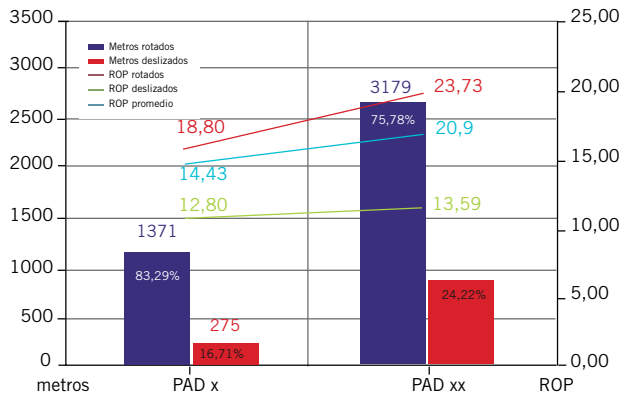


Figura 8. Desempeño *slide* vs. *rotary*. Fase superficial.

con recubrimiento de carburo de tungsteno en los motores de fondo, lo que aumentó la vida útil de estos de 40 a 500 horas efectivas de trabajo. Esto disminuye los costos de mantenimiento, repuestos y transportes.

Uso de mayor cantidad de HWDP en la fase de producción (aislación)

La idea de reducir riesgos de aprisionamiento de herramientas en el pozo en los viajes de calibre y de extracción de herramientas llevó a estudiar en detalle la ubicación de la tijera de manera de aprovechar al máximo su funcionamiento. Para lo cual se analizaron distintas configuraciones variando tanto su ubicación como la cantidad de HWDP por arriba y por debajo de la tijera.

Los cambios de la configuración de BHA que se venía utilizando a lo propuesto y que actualmente se utiliza arrojan los siguientes resultados de funcionamiento (figura 9).

A continuación, se muestran los resultados de la simulación del espaciamiento de la tijera, trabajando hacia abajo en la nueva configuración propuesta (figura 10).

Utilización de rotores con recubrimiento de carburo de tungsteno

Dadas las altas concentraciones salinas del lodo empleado que le otorgan características corrosivas, se realizó el reemplazo de los rotores de acero cromado por rotores



MEDANITO DESARROLLA SU PLAN ESTRATÉGICO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y PETRÓLEO, MULTIPLICANDO SUS INVERSIONES, AMPLIANDO SUS NEGOCIOS, BUSCANDO SIEMPRE FORTALECER EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL.



Medanito



KAMET[®]
CALZADO de SEGURIDAD

www.kamet.com.ar

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 GESTION 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
Valentin Alsina
Buenos Aires / Argentina
www.kamet.com.ar
info@securitysupply.com.ar
(+5411) 4208-1697

BHA		Utilizado BHADD+5HWDP+ JAR+3HWDP	Propuesto BHADD+8HWDP+ JAR+7HWDP
Tijera superior	Fuerza [KPI]	435	458
Tijera superior	Impulso [lbf-s]	1140	1398
Tijera inferior	Fuerza [KPI]	253	266
Tijera inferior	Impulso [lbf-s]	985	2132

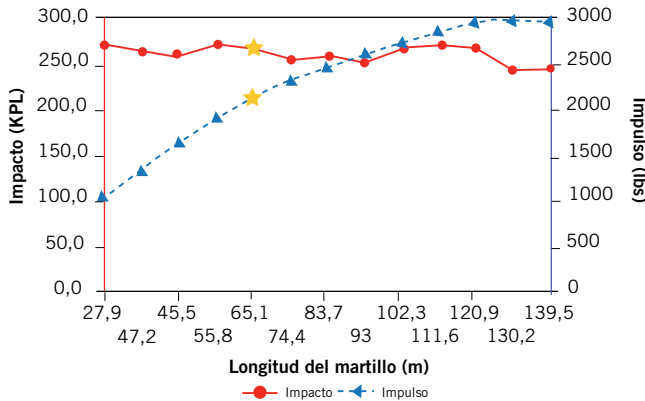


Figura 9. Impacto/impulso obtenible vs. longitud del martillo para 87.500 (lbs).

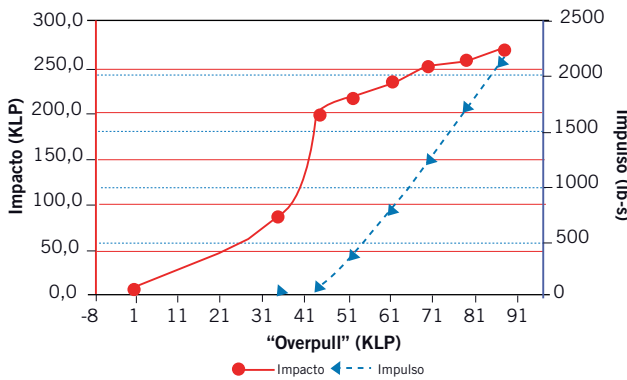


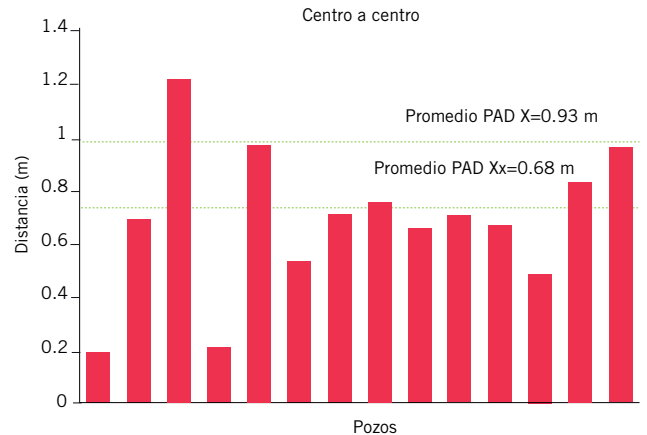
Figura 10. Impacto/impulso vs. "Overpull" (Martillo: 65,1 m Anvil: 74,42 m).

Tabla 1. Resultados para la acción.

Longitud del martillo (m)	Longitud del anvil (m)	+%Tracc. -%Compr.	Fuerza Máx. en la tijera (KIP)	Fuerza máxima en el punto del aprisionamiento (KIP)	Impulso obtenible (lb-s)
27,9	74,42	46	154	271	1035
37,2	74,42	46	159	263	1324
46,5	74,42	46	164	260	1625
55,8	74,42	46	179	271	1916
65,1	74,42	46	178	266	2132
74,4	74,42	46	176	255	2310
83,7	74,42	46	182	256	2463
93	74,42	46	190	252	2583
102,3	74,42	46	200	267	2708
111,6	74,42	46	211	270	2814
120,9	74,42	46	221	267	2942
130,2	74,42	46	217	242	2985
139,5	74,42	46	217	242	2963

Elevación del punto de verticalización (EOD)

Debido a factores litológicos, el desempeño del BHA al momento de verticalizar el pozo disminuía y se observaban tendencias que impedían seguir las trayectorias planificadas con el consiguiente riesgo de NO entrar a los objetivos con la precisión requerida. Analizando en deta-



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



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 16730

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



lle las respuestas del BHA en cada formación, se confeccionaron los planes de pozos modificando su geometría en sus puntos: al inicio de la curva de construcción, inicio de la tangente y de la verticalización. Y con ello se minimizó la longitud deslizada en la zona problema, y, de esta manera, se logró aumentar la precisión centro a centro en el objetivo planificado

Utilización de motores SRS

En la perforación actual se incorpora la tecnología de estos motores con estabilizador cerca del trépano, mejorando la *performance* en los pozos tanto en la longitud deslizada como en la ROP en modalidad rotaria y deslizado.

Resultados en desempeño (figura 11).

3. Estudios IFR. Precisión al centro de objetivo

El alto nivel de exactitud en la ubicación del punto de aterrizaje tiene como condicionante de diseño que el proyecto exige un control permanente de la exactitud con que la trayectoria es calculada durante toda la perforación del pozo. El tiempo y los costos asociados a la corrida de girós-

copos llevaron al equipo de ingeniería a analizar seriamente la realización de un estudio más detallado de la influencia del campo magnético terrestre en la zona de operación.

Antes de hablar sobre los estudios de IFR realizados, mostramos en la figura 12 las metodologías de corrección utilizadas a lo largo del proyecto.

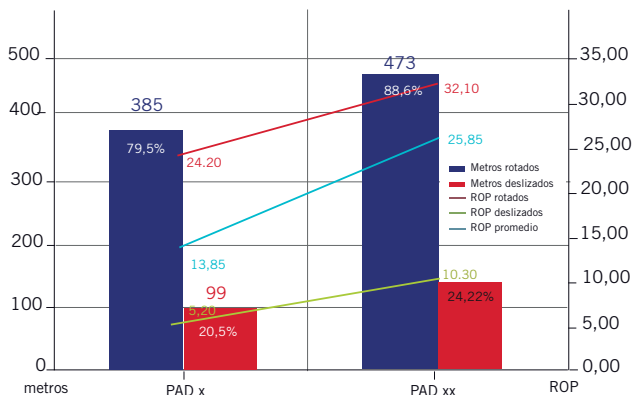


Figura 11. Desempeño *slide* vs. *rotary*. Pozo de alta inclinación.

Plantas Industriales

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

Comodoro Rivadavia: Tel.: +54 0297 406-0004 / e-mail: regionsur@zoxisa.com.ar

www.zoxisa.com.ar



LIDER EN REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Revestimiento interno y externo de tubulares | Centralizadores Inyectados | Señalización



con el objeto de optimizar su rentabilidad en la operación"

Revestimiento Interior ZAP-10 / ZFBE en cañerías para pozos de producción e inyección (tubing / casing)

Revestimiento exterior ZPE80 en tubing para pozos de producción e inyección

Revestimiento interior ZAP-10 en barras de perforación nuevas y usadas

Recuperación de tubing: Revestimiento interior y/o exterior PEAD ZPE80 en tubing usados para empleo de líneas de conducción

Revestimiento interior ZAP-10 y/o exterior ZPE80 en cañería nueva o usada para líneas de conducción

Revestimiento interior ZFBE en cañerías y accesorios de superficie (Preamarmos de Plantas, PIAS, PTC, Baterías)

Revestimiento ZFBE y/o centralizado ZK-32 en varillas de bombeo nuevas y usadas.

Fabricación de Señalización Industrial e Imagen Corporativa



Sistema de Gestión de Calidad Certificado desde Enero del 2002





**POTENCIAMOS
LA INDUSTRIA
DEL PETRÓLEO
Y DEL GAS
- EN CUALQUIER
PARTE DEL MUNDO**

Wartsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6 % de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente. Lea más en www.wartsila.com

**ENERGY
ENVIRONMENT
ECONOMY**



WÄRTSILÄ

1	Todos los pozos	Fase superficial	MWD.
		Drill-Out.	MWD + Herramienta giroscópica durante la fase superficial (guía).
		Fase producción	MWD hasta 750 m. Correlación con giróscopo hasta 750 m para corrección del MWD. MWD hasta TD.
2	Todos los pozos	Fase superficial	MWD + Corrección Axial
		Fase producción	MWD + Corrección Axial hasta 750 m. Giróscopo hasta 750 m para corrección del MWD. MWD + Corrección Axial hasta TD.
ESTUDIOS IFR			
3	Todos los pozos	Fase superficial	MWD + Corrección Axial + IFR
		Fase producción	MWD + Corrección Axial + IFR hasta 750 m. Giróscopo hasta 750 m para corrección del MWD. MWD + Corrección Axial + IFR hasta TD.
4	En pozos problema	Fase superficial	MWD + Corrección Axial + IFR
		Fase producción	MWD + Corrección Axial + IFR hasta 750 m. Giróscopo hasta 750 m para corrección del MWD. MWD + Corrección Axial + IFR hasta TD.
	Resto de pozos	Fase superficial	MWD + Corrección Axial + IFR
		Fase producción	MWD + Corrección Axial + IFR hasta TD.
5	Todos los pozos	Fase superficial	MWD + Corrección Axial + IFR
		Fase producción	MWD + Corrección Axial + IFR hasta TD.

Figura 12.

Estudios IFR

Una de las mayores fuentes de error en registros magnéticos durante la perforación es la falta de conocimiento del campo magnético de fondo.

El campo magnético de la Tierra puede ser dividido en tres componentes:

- a) Campo principal generado en el núcleo de la Tierra.
- b) Variaciones en la corteza debido a rocas locales.
- c) Perturbaciones del campo, debido a corrientes eléctricas en la Tierra y atmósfera superior.

El “campo principal” tiene una variación relativamente lenta que está modelada por el Modelo Británico de Registros Geomagnéticos Globales (BGGM por siglas en inglés). En todo el mundo este modelo es exacto con un margen de 390 nT para el campo magnético total, 0,6° para ángulo dip y 1,3° para la declinación.

Las perturbaciones del campo magnético fluctúan en una escala de tiempo de minutos a horas. El “campo de la corteza terrestre” es esencialmente estático y solamente varía en una escala de tiempo geológica.

Las referencias en campo proveen una forma de estimar el campo magnético de la corteza. Un “registro magnético local” más detallado se efectúa en el campo de interés, a este se le resta la predicción del modelo BGGM para ese día y da como resultado la corrección para el campo de la corteza.

Este “conocimiento del campo magnético local” permite que se mejore la exactitud de los registros de herramientas MWD, tanto para pozos por realizar como

para los que habían sido perforados. Como resultado del estudio detallado, se elaboran y utilizan mapas de correcciones de corteza para el campo magnético total, ángulo dip y declinación. Estas correcciones son aplicadas a los valores obtenidos por el modelo BGGM para tener mejores estimaciones al campo de referencia tomando en cuenta tanto el campo principal como las componentes de la corteza.

Equipo de registros utilizado

Magnetómetro de campo total

Se utilizó un magnetómetro Marine Magnetics Explorer Overhauser en cada punto para asegurar que los alrededores estén libres de cualquier fuente de interferencia magnética y para medir el campo magnético total.

La figura 13 muestra la configuración.

Teodolito magnético

Un teodolito magnético se utilizó para determinar la declinación y el ángulo dip. Esta configuración consiste en un magnetómetro Bartington de un solo eje, precisamente alineado, montado en un teodolito no magnético (figura 14). Las lecturas del magnetómetro son mostradas en una unidad Mag DAM.

Equipo de posicionamiento global (GPS) (figura 15)

Se utilizó un sistema Trimble R6 GPS RTK para medir las coordenadas y posición de los puntos de observación del teodolito y objetos de referencia. Esto consiste de una estación GPS base y una unidad GPS móvil, la cual puede

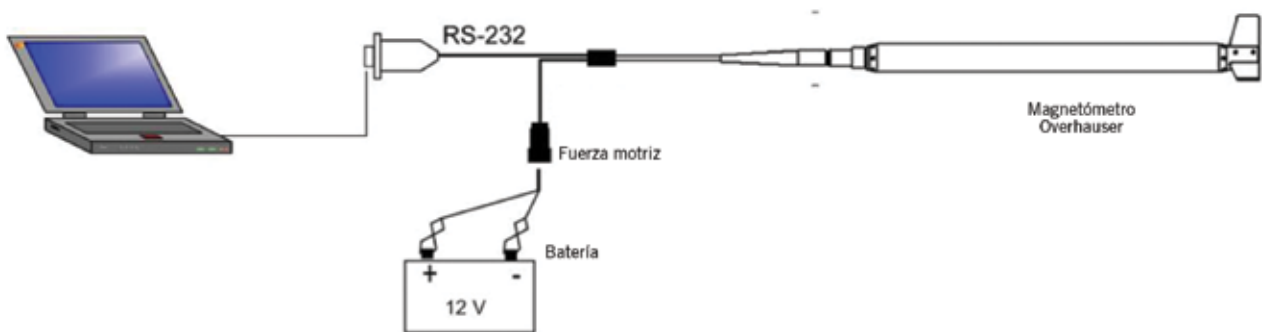


Figura 13. Magnetómetro de campo total Explorer.

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 100 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.



TECNA

www.tecna.com

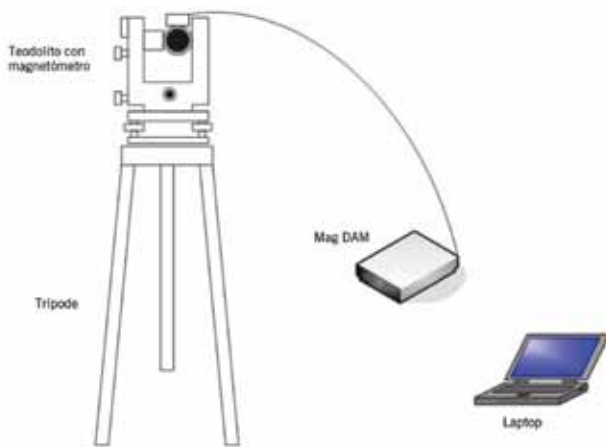


Figura 14. Sistema típico de adquisición de datos magnéticos.

proveer una exactitud de +/- 5 cm en cada punto. Los objetos de referencia se colocan a una distancia suficiente del punto de observación para asegurar que el error angular fuera de $0,1^\circ$ o menos. Donde fue posible, se utilizó la estación de GPS como objeto de referencia. A continuación se muestra la configuración:



Figura 15. Configuración GPS RTK.

Metodología de registro IFR

Metodología de adquisición

El campo fue estudiado con el magnetómetro Overhauser y se verificó el gradiente magnético en secciones de 10 m^2 para asegurar que no existiera interferencia magnética. También se midió el campo magnético total con la misma herramienta. Los registros fueron recolectados para ser promediados y comparados con valores del BGGM. Las lecturas de campo magnético total fueron procesadas como se describió anteriormente.

Se seleccionó el punto de registro en un área despejada, se marcó con estacas para su fácil localización y para posicionarla con exactitud utilizando herramientas de registro RTK referenciadas a la estación base. Los puntos de observación fueron localizados a 200 metros o más del punto de registro y fueron marcados con estacas y posicionados con exactitud.

Se colocó el teodolito para medir las variables magnéticas, registrarlas y compararlas con valores del BGGM.

Las primeras comparaciones de valores medidos se realizaron durante la toma de registros y, después de registrar todos los puntos, los resultados fueron recolectados y procesados para producir mapas de campo magnético total, declinación magnética y ángulo dip del área especificada.

Posicionamiento

La compañía VALE definió el área por estudiar, en donde el modelo de error de MWD asume que en el área donde opera Vale el modelo BGGM es exacto en 390 nT para el campo magnético total, $1,32^\circ$ para la declinación y $0,6^\circ$ para el ángulo dip.

Utilizando el magnetómetro Overhauser y el teodolito magnético se obtienen correcciones de IFR registradas con una exactitud de $0,15^\circ$ para ángulo dip y declinación magnética y 100 nT para campo magnético total, estos son los valores que luego se usan para construir los modelos de error de registros.

Mediciones de campo magnético total

Las mediciones de campo magnético total fueron realizadas con un magnetómetro Overhauser. Los datos del magnetómetro fueron descargados a una *laptop* de campo. Durante la adquisición de datos se verificaron los valores visualmente para asegurar que estuvieran libres de interferencia electromagnética y fueran de calidad. El registro de datos fue depurado y promediado para determinar el campo magnético promedio en el punto de medición con una exactitud de 20 nT .

Al momento de tomar los registros, el campo magnético de fondo fue considerado utilizando los datos obtenidos por la base local magnética, la cual fue instalada en la zona en estudio. A pesar de que los datos del observatorio muestran cambios diarios, en el campo magnético de la Tierra no se presentaron cambios extremos en el campo de fondo durante la toma de registros, lo cual indica que la actividad magnética durante la toma de registros no debería de invalidar ninguna de las mediciones realizadas.

Medición de ángulo dip y declinación magnética

La declinación magnética y ángulo dip se midieron utilizando un teodolito magnético. En cada punto de registro se colocó y niveló con exactitud el teodolito. Luego se rotó horizontalmente para localizar los puntos nulos de campo magnético correspondientes al este y oeste magnético. El visualizar un punto de referencia con una posición conocida permitió que se computaran los valores de declinación magnética.

Apuntando el teodolito al norte y sur magnético y rotándolo verticalmente permitió localizar el ángulo dip al ubicar los puntos magnéticos nulos. Al repetir las mediciones con el sensor sobre y debajo de la mira óptica se asegura que se elimine de los resultados errores por alineación del equipo.

El cálculo de la declinación y del ángulo dip se realizó con una *laptop* de campo y fue comparado con valores del modelo BGGM y con mediciones en otros puntos de registro.

Procesamiento de datos

La declinación y el ángulo dip fueron calculados por mediciones de los ángulos con respecto a puntos magnéticos nulos tanto en vertical (dip) como horizontal (declinación) junto con el ángulo de observación a un punto de referencia conocido y la posición exacta del punto de registro y del objeto de referencia. Este cálculo fue realizado en locación utilizando una hoja de cálculo en una *laptop* de campo. Se realizó una comparación inicial entre los valores calculados y valores del BGGM para descartar cualquier valor cuestionable.

Una vez completados los registros, se recolectaron los

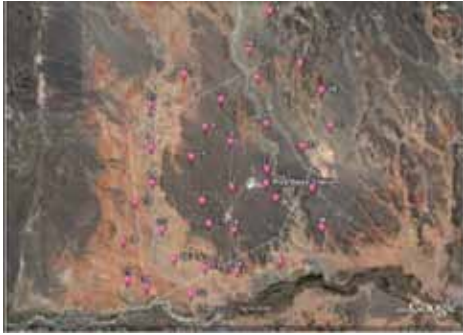


Figura 16. Los 35 puntos de medición definitivos.

resultados para generar mapas de intensidad de campo total, declinación magnética y ángulo dip de la región de estudio.

Resultados

Datos de registros

Durante la etapa de planificación inicial se identificaron 38 puntos por registrar en un área mayor que la requerida. Una vez ubicados en el campo y dadas las dificultades para acceder a algunos lugares, se redujo la cantidad de puntos por registrar a 35, excluyendo principalmente algunos puntos en el área excedente. Los 35 puntos de medición definitivos fueron suficientes para asegurar una buena cobertura de la región (figura 16).

Las figuras 17, 18 y 19 muestran gráficos de contorno generados con los datos procesados.

La aplicación de las correcciones IFR también permitieron utilizar los códigos MWD+IFR (o MWD+IFR+Axial Corr) en los modelos de error de registro, de esta manera se reduce en forma considerable la elipse de incertidumbre propia de registros de MWD solo (o MWD+Axial Corr).

Precisión al centro de objetivo

Con los datos de IFR ya procesados, se realizó el análisis de elipses de incertidumbre para el pozos de alta y media inclinación partiendo de los registros tomados con herramienta giroscópica más MWD con correc-

ción axial y los registros limpios de MWD más corrección axial y corrección por IFR. En el desarrollo de este análisis, se realizaron los cálculos de superposición de áreas de elipses de incertidumbre indicándose los valores y porcentajes de estas, con el fin de observar la las diferencias obtenidas según los dos métodos y de verificar que en ambos casos las elipses de incertidumbres obtenidas se encuentran dentro del rango de área aceptable para intersección del objetivo propuesto.


Estos cálculos se hicieron contemplando las siguientes áreas:

- Área de elipse con giróscopo + MWD.
- Área de elipse con IFR + MWD.
- Área común.

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 🖱️



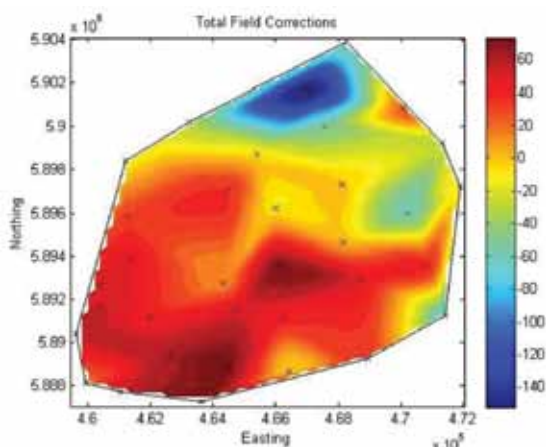


Figura 17. Diferencias de campo magnético total con el BGM.

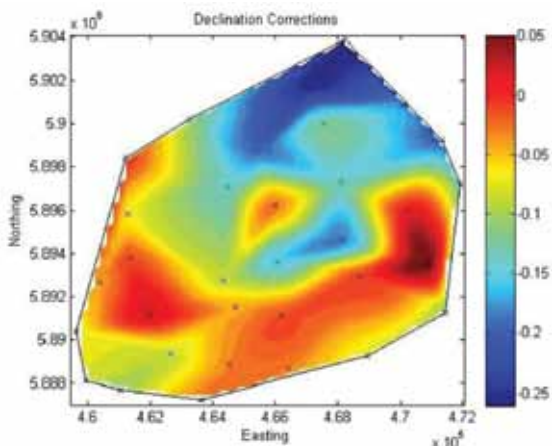


Figura 18. Diferencias de declinación con el BGM.

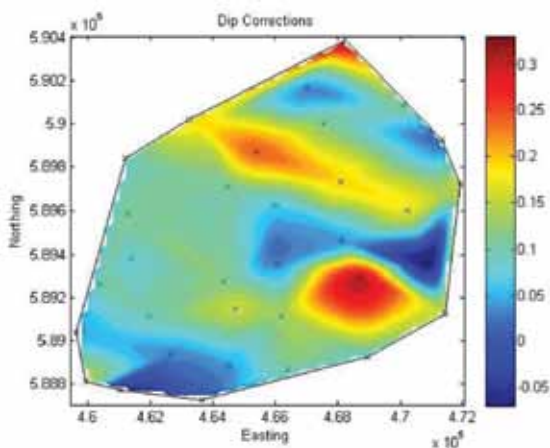
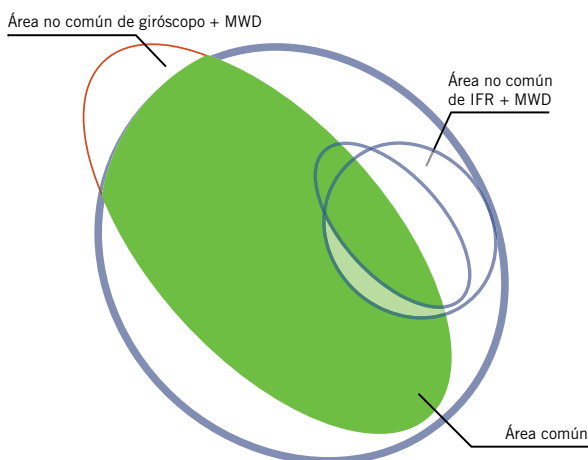


Figura 19. Diferencias de ángulo dip con el BGM.

- Área no común de giróscopo + MWD.
- Área no común de IFR + MWD.

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de superposición de áreas obtenidos para ambos tipos de pozos y sus porcentajes, y los gráficos obtenidos a las distintas TVD.



Alta inclinación

Áreas	TVD en metros			
	1012,47	750,00	500,00	250,00
Área elipse c/giróscopo + MWD (m ²)	24,94	20,58	11,70	0,6861
Área elipse c/IFR + MWD (m ²)	37,68	32,67	15,3400	1,3635
Área común (m ²)	22,47	17,8600	8,97	0,6808
Área no común de giróscopo + MWD (m ²)	2,47	2,72	2,73	0,0053
Área no común de IFR + MWD (m ²)	15,21	14,8100	6,3700	0,6827
IFR fuera de objetivo	6,6343			

Alta inclinación

Porcentajes	TVD en metros			
	1008,64	750,00	517,66	130,39
Elipse c/giróscopo + MWD	100%	100%	100%	100%
Elipse c/IFR + MWD	100%	100%	100%	100%
Común relativo al giróscopo	90%	87%	77%	99%
Común relativo al IFR	60%	55%	58%	50%
No común de giróscopo + MWD	10%	13%	23%	1%
No común de IFR + MWD	40%	45%	42%	50%


Conclusión

Con la inclusión del modelo de correcciones derivado del estudio de IFR se ha logrado reducir los semiejes de la elipse de incertidumbre a valores tales que la precisión en la consecución del objetivo del proyecto ha dejado de ser un objetivo difícil de obtener y el cual era sólo posible a través de la combinación de mediciones realizadas con herramientas giroscópicas y MWD que representan costos adicionales importantes y también impactan de manera apreciable en los tiempos de operación. De esta manera, la introducción de una alternativa para mejorar la precisión en la determinación de parámetros de cálculo permitió reducir la incertidumbre derivada de las mediciones realizadas con la herramienta de MWD.

Sin lugar a dudas, el continuo análisis y la eliminación de las barreras comunicacionales entre operador y prestador de servicio nos han llevado a un trabajo en equipo en los distintos niveles: operadores de campo e ingenieros de proyecto con la consecuente mejora que resulta en un beneficio mutuo tanto en aprendizaje y experiencia como en la mejora económica del negocio de ambas compañías. ■

Agradecimientos

Los autores agradecen a Weatherford por la autorización para realizar y presentar el trabajo. A Ingeniería de Perforación de Vale S.A, proyecto Potasio Río Colorado, por trabajar junto a nosotros en la preparación de este trabajo. Y a Hugo Garbero e Iván Remy por confiar en ellos para esta labor.



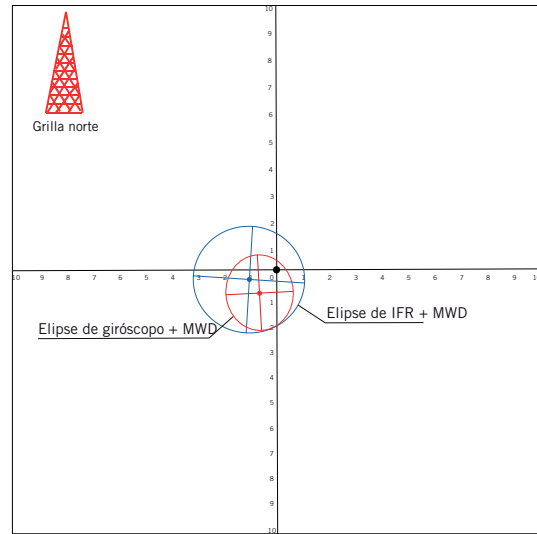
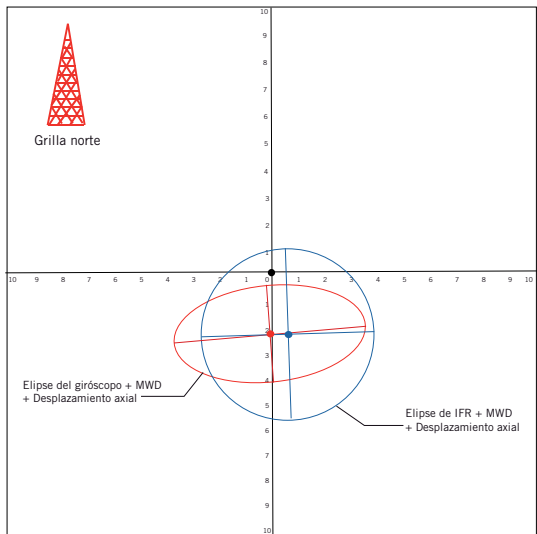
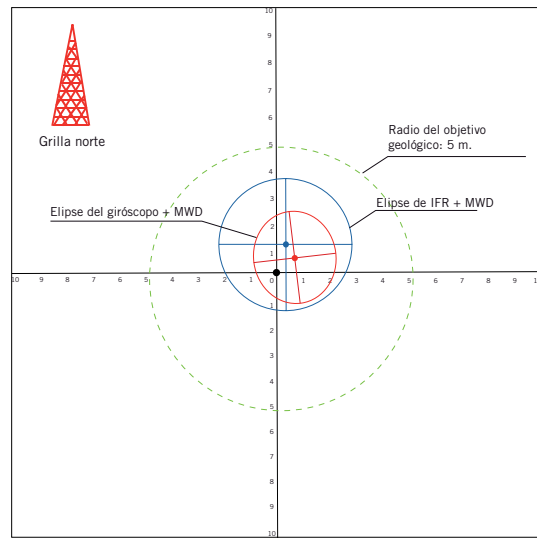
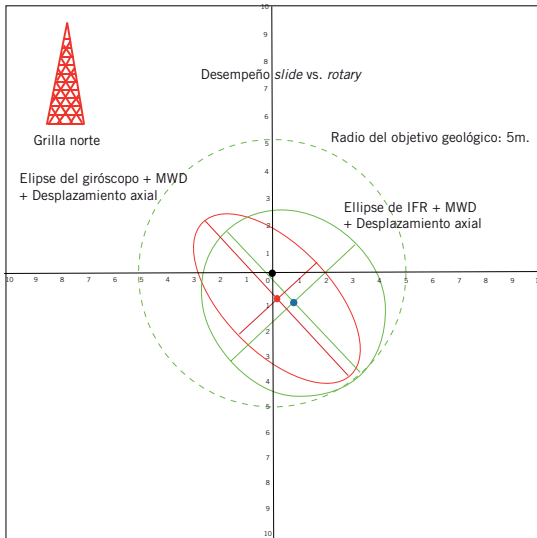
“Cuando sus campos maduros declinan, vale la pena saber quién puede reactivarlos o abandonarlos.”

Reducir el riesgo y la incertidumbre mientras se mejora el factor de recobro o en operaciones de taponamiento o abandono. Cumplir con los estándares de HSE. Dar soluciones en la efectividad, costo y disponibilidad de equipos. Halliburton diariamente está resolviendo los retos de sus campos maduros alrededor del mundo. Todo esto se logra gracias a una gran experiencia y soluciones a la medida costo efectivas. Así como la forma colaborativa del trabajo entre los expertos de Halliburton y los operadores, diseñando la mejor solución.

¿Cuáles son los retos de sus campos maduros? Si busca soluciones, visite halliburton.com/maturefields

Solving challenges.™

HALLIBURTON



Media inclinación

Áreas	TVD en metros			
	1012,47	750,00	509,50	250,00
Área elipse c/giroscopio + MWD (m ²)	8,4242	5,5257	3,7561	0,9839
Área elipse c/IFR + MWD (m ²)	19,2435	13,0037	5,7243	0,9324
Área común (m ²)	8,4242	5,5257	3,0559	0,3357
Área no común de giroscopio + MWD (m ²)	0	0	0,7002	0,6482
Área no común de IFR + MWD (m ²)	10,8193	7,478	2,6684	0,5967

Alta inclinación

Porcentajes	TVD en metros			
	1012,47	750,00	509,50	250,00
Elipse c/giroscopio + MWD	100%	100%	100%	100%
Elipse c/IFR + MWD	100%	100%	100%	100%
Común relativo al giroscopio	100%	100%	81%	34%
Común relativo al IFR	44%	42%	53%	36%
No común de giroscopio + MWD	0%	0%	19%	66%
No común de IFR + MWD	56%	58%	47%	64%

Glosario

PAD: conjunto de pozos reunidos en una misma locación.
 TVD: profundidad vertical verdadera.
 KOP: punto de inicio de la desviación de un pozo (*Kick-off point*).
 EOB: punto de finalización de la desviación (*End of build*).

DROP: punto de inicio de la verticalización.
 EOD: punto de finalización de la verticalización (*End of Drop*).
 BHA: conjunto de fondo para perforar (*Bottom Hole Assembly*).
 MWD: medición mientras se perfora (*Messure While Drilling*).
 EM-MWD: herramienta electromagnética de medición mientras se perfora (*Electromagnetic MWD*).
 WBM: lodo base agua.
 OBM: lodo base petróleo.
 Telemetry: telemetría.
 PDC: trépano, barren o broca de diamante policristalino compacto. (*Polycrystalline Diamond Compact bit*).
 Stab: estabilizador.
 DC: portamecha. (*Drill Collar*).
 HWD: Barras extrapesadas. (*Heavy Weight Drill Pipe*).
 Sleeve Stab: camisa estabilizadora.
 BHADD: conjunto de fondo direccional.
 JAR: tijera.
 JAR Up: tijera o martillo trabajando hacia arriba.
 JAR Down: tijera o martillo trabajando hacia abajo.
 Motor SRS: motor con estabilizador rotatorio cerca del trépano.
 IFR: estudios en el campo de referencia (*In Field Reference*).



125

Celebrando nuestros
primeros 125 años

Trabajos en los cimientos del edificio de las Naciones Unidas en Nueva York, 1949.

Somos más de 5.000 personas en Argentina las que celebramos los primeros 125 años de uno de los grupos de ingeniería, construcción y servicios más grandes del mundo. Y lo hacemos trabajando en 70 obras y servicios en el país.

SKANSKA

www.la.skanska.com



Análisis y optimización de los fracturamientos hidráulicos y del proceso de terminación basado en la respuesta de producción en la cuenca no convencional de Eagle Ford

Por **Ing. Sergio Centurión** (Baker Hughes)

El autor relata la experiencia en la formación estadounidense, donde se ha practicado la perforación horizontal y la terminación multietapas, además de diversas innovaciones en estimulación, con el fin de compartir tendencias y conclusiones aplicables a otro tipo de cuencas.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

La formación Eagle Ford, localizada en el sur del estado de Texas, Estados Unidos, es considerada uno de los más recientes descubrimientos productores de petróleo y gas de suma importancia en el mundo.

Este reservorio no convencional es considerado también como uno de los pocos que tienen la capacidad de producir hidrocarburos en forma líquida y gaseosa. Existen muchos factores, incluyendo su gran heterogeneidad desde el punto de vista mineralógico, que generan un alto grado de incertidumbre en su desarrollo y, por lo tanto, el riesgo asociado a las operaciones de perforación y terminación es bastante elevado.

Este artículo resume la información obtenida de más de 1.600 etapas de fracturamiento hidráulico realizadas en 107 pozos en esta cuenca. La producción de cada pozo estimulado se conectó con los datos de perforación, terminación y fracturamiento hidráulico a través de una téc-

nica de mapeo de datos para analizar los resultados. Este estudio utilizó la información pública que está disponible para esta cuenca, teniendo en cuenta cómo cada parámetro dentro del desarrollo y del proceso de terminación afectó la producción y el desempeño de cada pozo.

Debido a que el desarrollo de esta cuenca requiere de la combinación de técnicas de perforación horizontal, terminaciones multietapas e innovaciones en los fracturamientos hidráulicos, los resultados y conclusiones de este estudio pueden ser aplicados como parte de un proceso de optimización en cada etapa de terminación de esta área y en cuencas no convencionales con características similares.

Las conclusiones de este artículo nos brindarán algunas de las tendencias en las operaciones de fracturamiento multietapa, tales como volúmenes de agentes apuntalantes y de fluidos utilizados. Las lecciones aprendidas nos sugerirán también mejores normas y técnicas para ser utilizadas en esta cuenca y como manifestamos, en cuencas similares a esta también.

Introducción

Desde el año 2008, la cuenca del Eagle Ford ha sido una de las más desarrolladas, aunque el *boom* en el desarrollo se tornó significativo a partir de los inicios del 2010. Desde que el primer pozo –cuyo objetivo fue esta formación– fue perforado, la Texas Rail Road Comisión (TX RRC), que es la agencia del Gobierno que regula la actividad de extracción de hidrocarburos en el estado de Texas, autorizó un total de 3.649 permisos para perforar y terminar pozos de petróleo y gas en esta cuenca.

La figura 1 muestra el desarrollo desde un punto de vista geográfico. Los puntos verdes representan aquellos pozos cuyo objetivo era la extracción de petróleo, mientras que los puntos rojos representan gas. Esta información fue extraída de la base de datos de HIS-Petra y muestra un total de 1.100 pozos que han declarado al menos tres meses de producción.

La figura 2 muestra la producción anual acumulada, basada en los datos de la TX RRC. Estos datos son presentados aquí para demostrar los niveles de importancia de esta cuenca. Las figuras 1 y 2 incluyen pozos verticales y horizontales.

La figura 3 muestra la tendencia de los equipos de perforación en esta cuenca, la cual va desde 18 equipos asignados en el último trimestre del año 2008 hasta 238 equipos en el segundo trimestre del 2012. Si la tendencia no cambia, asumimos que para el final del año 2012 habrá 250 equipos de perforación trabajando en esta cuenca. Esta actividad, que no para de aumentar, representa un desafío en todos los aspectos de este desarrollo, desde un punto de vista técnico, operacional y logístico. Recursos relacionados con ambas actividades, esto es con la perforación direccional y fracturamiento hidráulico multietapa, como el agua, el apuntalante, el polímero, los aditivos químicos, la potencia hidráulica y equipo anexo, y el personal técnico capacitado están limitados debidos a la gran demanda, es por eso por lo que cualquier tipo de cambio u optimización de los recursos impactará en todos los aspectos de este desarrollo.

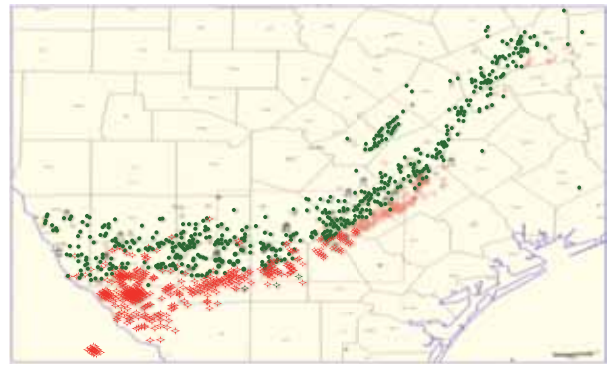


Figura 1. Desarrollo geográfico de Eagle Ford. Fuente: IHS Petra.

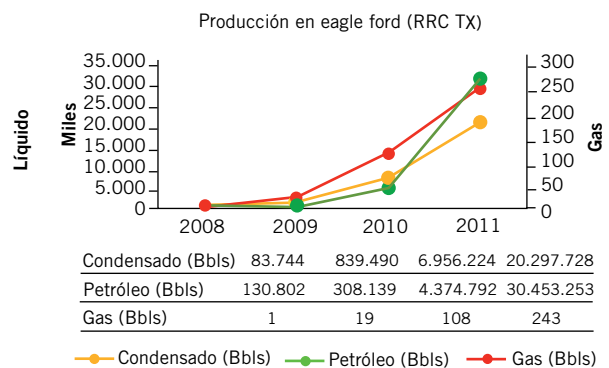


Figura 2. Producción anual acumulada de hidrocarburos. Fuente: Texas RRC.

Aunque los operadoras y las compañías de servicio han trabajado para lograr un mejor entendimiento de esta cuenca y su desarrollo, existe incertidumbre en todos los aspectos dentro de los procesos de perforación y terminación. Preguntas como las siguientes se escuchan a lo largo de varios foros asistidos:

- ¿Cuál es el óptimo esquema de bombeo para una fractura hidráulica?
- ¿Cuál es la mejor geometría de un pozo?
- ¿Cuántas etapas son requeridas para terminar un pozo?
- ¿Cuál es la longitud óptima de una etapa de terminación?
- ¿Cuántos sets de agujeros por etapa son necesarios?
- ¿Cuál es la distancia óptima entre cada set de agujeros?
- ¿Cuál es el tipo de fluido de fracturamiento recomendado?
- ¿Cuántas libras y qué tipo de apuntalante por etapa son necesarios?
- ¿Cuánta agua es recomendada por cada etapa?

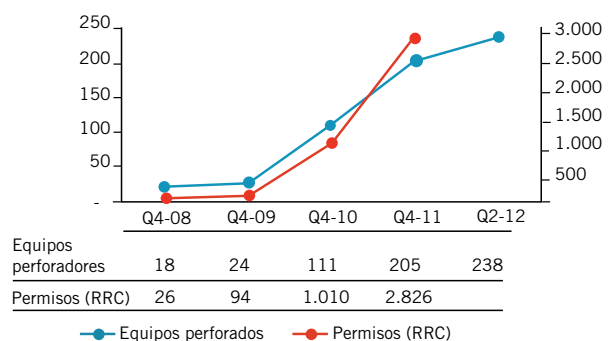


Figura 3. Permisos para perforar y equipos de perforación.

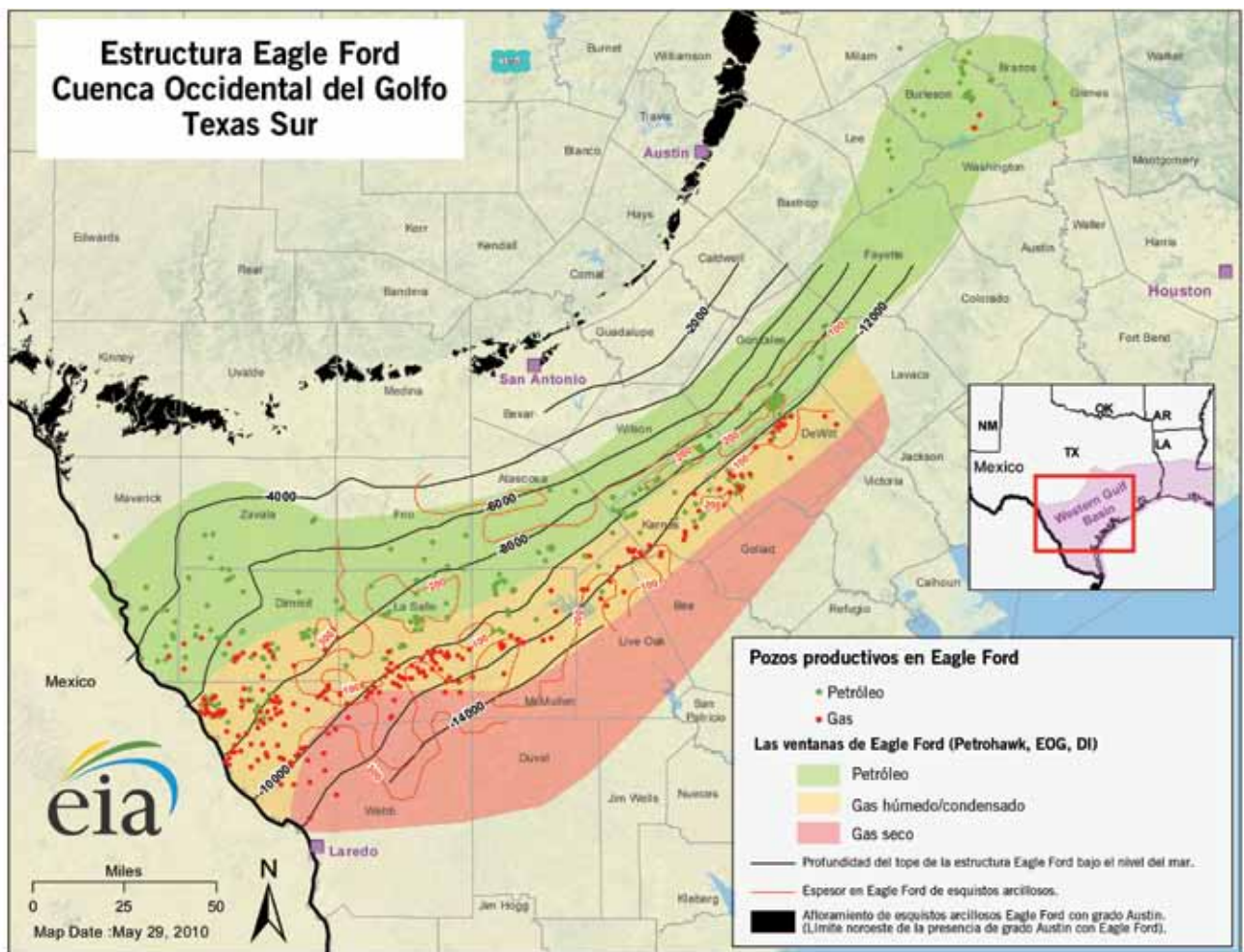


Figura 4. Las tres ventanas, petr6leo, gas h6medo y condensado, y gas seco, de producci6n de Eagle Ford. Fuente: EIA.gov.

Primero lo primero: entendiendo el reservorio

La cuenca del Eagle Ford se encuentra situada desde el l6mite entre los Estados Unidos y M6xico, cercano al extremo sudeste del estado de Texas, representando una franja que se desplaza desde el sudoeste hacia el noreste. Su edad geol6gica corresponde a la era Paleozoica, Cret6ceo inferior. Las profundidades cambian desde el Norte hacia el Sur, variando desde los 6.000 pies hasta los 15.000 pies, con el espesor fluctuando desde los 100 pies hasta los 400 pies. Este tipo de desarrollo ha sido llamado no convencional y se hizo realidad gracias a la combinaci6n de dos tecnolog6as: perforaci6n horizontal y fracturamiento hidr6ulico multietapa.

Son varios los factores que han hecho a esta cuenca diferente de otras, tambi6n consideradas no convencionales. Uno de los m6s importantes es la presencia de hidrocarburos l6quidos, adem6s de gas seco. Una tendencia dentro del tipo de hidrocarburos producidos ha sido observada en donde los pozos que producen alta relaci6n de l6quidos est6n m6s concentrados en la parte norte de la cuenca y esta relaci6n decrece a medida que nos desplazamos hacia el sur. Tambi6n es importante destacar que aquellos pozos que se encuentran en la zona de alta relaci6n de l6quidos tambi6n presentan producci6n de gas y viceversa, aquellos pozos m6s al Sur en los cuales es esperada producci6n de gas, tambi6n existe producci6n de l6quidos, present6ndose estos en forma de condensados.

La figura 4 muestra las tres 6reas, llamadas ventanas, siendo la de petr6leo (alta relaci6n de l6quidos) sombreada en color verde, una zona de gas h6medo en el medio y la de gas seco en la parte inferior, sombreada esta 6ltima en color rojo.

Es importante tambi6n considerar que esta formaci6n tiene una muy alta heterogeneidad, J. Mullen (2010). La figura 5 muestra un ejemplo de los resultados del an6lisis mineral6gico en n6cleos de cuatro diferentes condados en los cuales se encuentra presente Eagle Ford, analizados a distintas profundidades. El contenido mineral dentro del condado de Dimmit (la parte m6s al sudoeste de la cuenca) posee un contenido de cuarzo que en la mayor6a est6 cercano al 30%, contenidos de calcita cercano al 20% con un par de n6cleos alrededor del 40% al 70%, y MLIS (capas mezcladas de illita y esmectita) dentro del rango del 20% al 30%. Muestras del condado de McMullen (cerca al centro geogr6fico de la cuenca) poseen mineral de cuarzo de solamente alrededor del 10%, la calcita se incrementa del 40% al 80%, mientras el contenido de MLIS es similar a la muestra anterior (Condado de Dimmit).

Los n6cleos de dos condados en la zona m6s al norte de la cuenca, Brazos y Burselson son similares tanto en el contenido mineral como en la distribuci6n, siendo el rango bastante diferente de los n6cleos mencionados en el p6rrafo anterior.

>> Última tecnología
propia en equipos
de Perforación y
Workover

Experiencia en más de 50 países
brindando una amplia gama de servicios,
agregando valor a nuestros clientes
con la mayor seguridad
y rendimiento operacional.



**NABORS
INTERNATIONAL ARGENTINA S.R.L.**

Una empresa de Nabors Drilling International Ltd.

www.nabors.com

RODRIGUEZ PEÑA 680 - LUZURIAGA (5513)
MAIPÚ - MENDOZA - ARGENTINA
TELÉFONO: (54-261) 405-1100 - FAX: (54-261) 405-1120

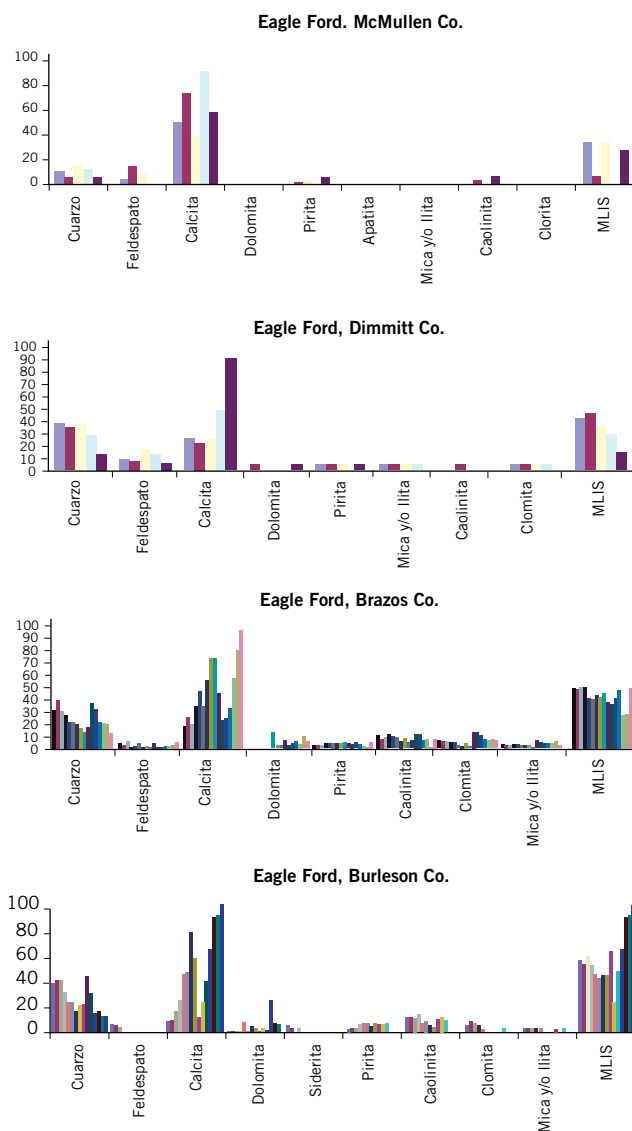


Figura 5. Composición mineralógica de núcleos de la formación Eagle Ford en distintos condados de Texas, USA. Fuente: Reportes internos de Baker Hughes.

A medida que la mineralogía cambia, las propiedades mecánicas también. Estas propiedades afectan significativamente la geometría de fractura, la cual a su vez, influye en la respuesta final de la producción. Los trabajos mencionados en las referencias, Warpinski y colaboradores (2008), Stegent (2010) y McMullen (2010), resaltan de manera excelente la importancia de definir los parámetros críticos para la estimulación y la terminación en los reservorios no convencionales tales como el Eagle Ford. Considerando esta variabilidad en la roca de este reservorio, la cual cambia aun en zonas aledañas, tal como mostramos arriba, el conocimiento del reservorio es crucial para obtener una óptima producción en este tipo de cuenca.

La figura 5 también muestra la columna mineral de esta cuenca. Aunque la formación es llamada "lutita" (shale), su composición mineralógica está dominada por materiales como la calcita y el cuarzo más que por aquellos considerados arcillosos (ilita, esmectita, kaolinite y clorita). De esta manera, el Eagle Ford es diferente y debe ser optimizado de manera diferente a otros reservorios no convencionales.

Desarrollo de la cuenca

Desde principios del 2008, el fracturamiento y la terminación de pozos en esta cuenca ha provisto bastante información y experiencia. La figura 6 muestra la tendencia de pozos fracturados por mes por parte de Baker Hughes.

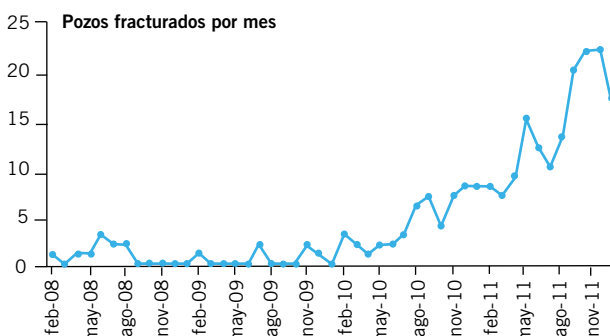


Figura 6. Pozos tratados por mes, desde febrero de 2008 hasta noviembre de 2011.

Los datos de nuestros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron conectados a los datos de la perforación, terminación y producción de 107 pozos. La figura 7 muestra la distribución geográfica de los pozos, incluyendo las tres áreas de producción, petróleo, gas húmedo/condensado y gas seco, mencionadas anteriormente. La figura 8 muestra los valores de producción acumulada en los tres primeros meses de producción de estos pozos, organizados de mayor a menor. Los datos de producción fueron todos convertidos a barriles equivalentes de petróleo (BOE, por sus siglas en inglés) para poder hacer una comparación consistente.

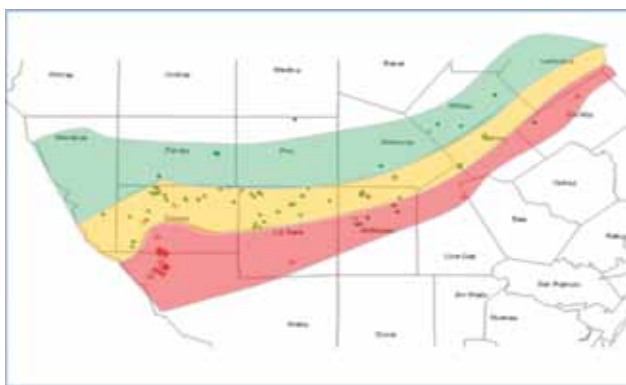


Figura 7. Distribución geográfica de 107 pozos estimulados por esta compañía en Eagle Ford.

Algunos de estos 107 pozos no mostraron producción consistente (algunos mostraron valores igual a cero en alguno de los tres primeros meses de producción) y nosotros asumimos que esto se debió a situaciones relacionadas con la operación y no con el reservorio. Además, algunos pozos presentaron producciones de gas en un 100%, es decir, ningún tipo de hidrocarburo líquido. Los pozos que se encontraban dentro de estos dos escenarios descritos (producción cero en alguno de los tres primeros meses y 100% de gas) fueron eliminados de nuestro análisis, de esta manera se llegó la cantidad de pozos por analizar: 82 pozos. Utilizando esta producción acumulada generamos la figura 8. Nótese que el rango de valores va



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

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



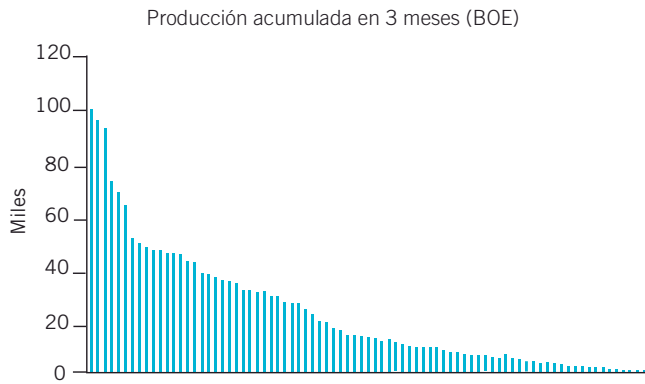


Figura 8. **Ranking de la producción acumulada en tres meses de los pozos analizados.**

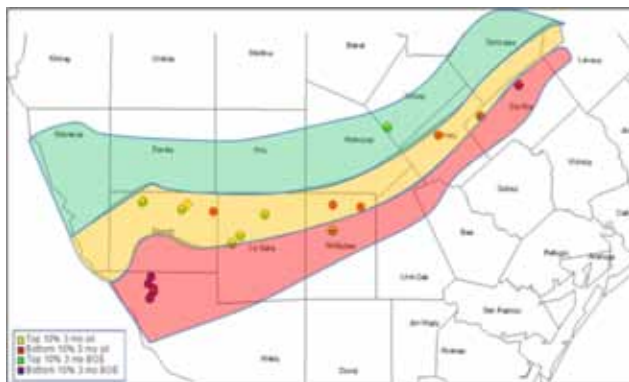


Figura 9. **El 10% de los mejores productores y el 10% de los peores productores de petróleo analizados.**

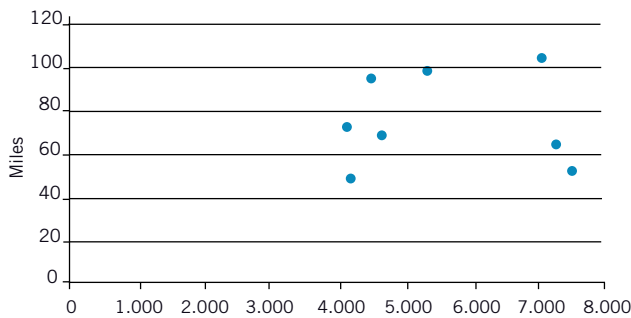


Figura 10. **Longitud lateral efectiva (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.**

desde un máximo cercano a los 100.000 BOE hasta un mínimo cercano a los 1.000 BOE.

Con esta información identificamos al 10% de los mejores productores. Estos están representados en la figura 9. Nótese que los mejores productores están más concentrados en la zona media, es decir, en donde la mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos es más pronunciada.

Las figuras 10 y 11 muestran los parámetros de mejores productores. La figura 10 muestra la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, definida como la distancia existente entre el agujero o disparo más profundo y el agujero o disparo más somero del tramo horizontal del pozo. La figura 11 muestra el espesor de la formación Eagle Ford para cada pozo, en pies.

La terminación es extremadamente importante para

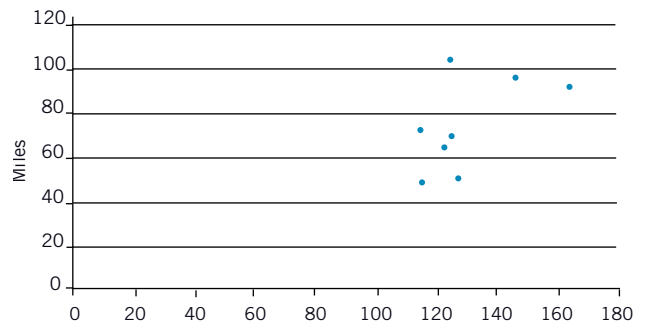


Figura 11. **Espesor de Eagle Ford (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.**

optimizar la producción en los reservorios no convencionales, y el fracturamiento hidráulico multietapas representa más del 80% de los esfuerzos y costos de dicha etapa de terminación. Es por esto por lo que la próxima parte de nuestro estudio está enfocada al comportamiento de dos componentes importantes dentro de los fracturamientos hidráulicos: volúmenes de fluidos y apuntalantes.

La figura 12 compara tres meses de producción acumulada frente al volumen total de fluido utilizado para fracturar el pozo, en galones, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies. La figura 13 compara tres meses de producción acumulada frente al volumen total de fluido utilizado para fracturar el pozo, en galones, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, y dividido por el espesor de la formación, en pies.

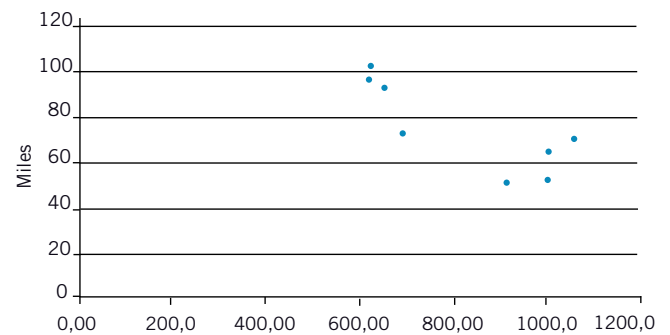


Figura 12. **Fluido total utilizado por pozo (galones) / longitud lateral efectiva (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.**

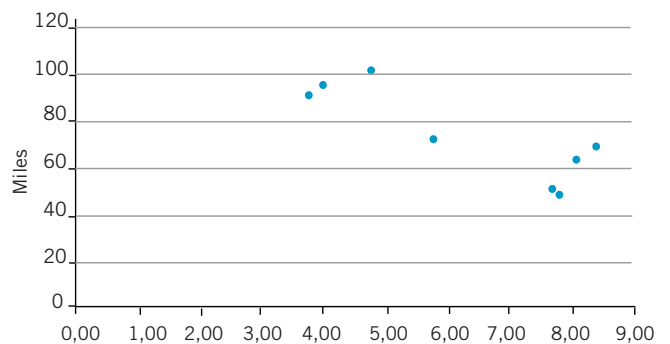


Figura 13. **Total de fluido utilizado por pozo (galones)/longitud lateral efectiva (pies)/ espesor de la formación (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.**

La figura 14 compara tres meses de producción acumulada frente al volumen total de apuntalante utilizado para fracturar el pozo, en libras, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies. La figura 15 compara tres meses de producción acumulada frente al volumen total de apuntalante utilizado para fracturar el pozo, en libras, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, y dividido por el espesor de la formación, en pies.

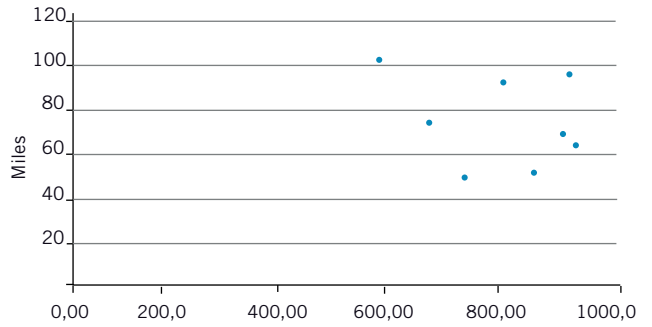


Figura 14. Total de apuntalante por pozo (libras)/longitud lateral efectiva (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.

Observaciones

Esta compañía de servicios ha estimulado 224 pozos en la cuenca de Eagle Ford, lo que representa más de 3.000 etapas de fracturamiento hidráulico. Debido a que hay pozos que tienen menos de seis meses de datos de producción y otros aún no han reportado ningún dato a la agencia de TX RRC, se analizó una población de 107 pozos. De estos 107 pozos, 25 fueron eliminados de nuestro análisis porque presentaban o producción cero en alguno de los tres primeros meses o producción de 100% gas. Vale aclarar que se asumió que los pozos que presentaron cero producciones en alguno de los tres primeros meses se debieron a dificultades operacionales y no relacionadas con el reservorio. Los 82 pozos restantes fueron mapeados y los tres meses de producción acumulada y el espesor de la formación Eagle Ford para cada pozo fueron identificados. Esta información fue conectada con los datos de perforación (profundidad vertical y profundidad medida), terminación (longitud lateral efectiva, longitud de cada etapa, número de etapas, cantidad de juegos de disparos por etapa) y fracturamiento hidráulico (volúmenes de fluido y apuntalante por pozo, caudal de bombeo promedio por pozo).

Debido a que los pozos en esta área comúnmente producen ambos, petróleo y gas, la producción fue estandarizada y convertida a barriles equivalentes de petróleo (BOE, en inglés). Una observación inmediata fue el amplio espectro de producción, desde alrededor 102.000 barriles hasta alrededor 1.000 barriles, acumulados en los tres primeros meses de producción.

Del total de los 82 pozos, se identificaron los mejores productores, acotándolos al 10% (de los mejores), se los identificó y se mostró su distribución geográfica. Los



EDVSA

ELECTRIFICADORA DEL VALLE S.A.



| FLEXIBILIDAD

| RESPALDO

| EXPERIENCIA

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001



Trabajamos con energía.

Invertimos para crecer

La respuesta necesaria para el éxito de nuestros clientes en sus grandes proyectos de ingeniería, construcción y servicios.

www.edvsa.com

RÍO GRANDE
LAS HERAS
SAN JUAN
RÍO GALLEGOS
RIVADAVIA
COMODORO
NEUQUÉN

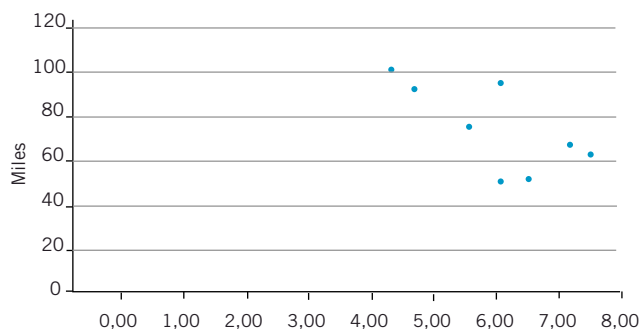


Figura 15. Total de apuntalante por pozo (libras) / longitud lateral efectiva (pies) / espesor de la formación (pies) frente a la producción acumulada en tres meses.

volúmenes de fluido de fractura y de apuntalantes utilizados por pozo y por etapa, para estos mejores productores, 8 pozos en total, fueron divididos por la longitud lateral efectiva, por el espesor y por ambos. El objetivo fue encontrar el rango de valores observados de galones de fluido de fracturamiento y libras de apuntalante por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de formación. Esta información puede ser utilizada como regla para comparar o establecer diseños de trabajos en áreas similares a Eagle Ford.

Conclusiones

- Para el 10% de los mejores productores en esta área, estimulados por esta compañía de servicios:
 - El volumen de fluido de fracturamiento utilizado por pie de longitud lateral efectiva está en el rango desde 585 a 1,046 gal/ft.
 - El volumen de fluido de fracturamiento utilizado por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de formación está en el rango de 3,70 a 8,28 gal/ft/ft.
 - El volumen de apuntalante utilizado por pie de longitud lateral efectiva está en el rango desde 557 a 931 lb/ft.
 - El volumen de apuntalante utilizado por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de

formación está en el rango de 4,40 a 7,52 lb/ft/ft.

- El reservorio no convencional de Eagle Ford posee una heterogeneidad muy elevada, basado esto en su mineralogía y sus propiedades mecánicas. Debido a esto, las estrategias para perforar y terminar un pozo deben ser analizadas para cada área en específico. Inferir resultados de un área a otra puede resultar en pozos cuyas producciones no alcanzan las expectativas. ■

Agradecimientos

El autor agradece a Baker Hughes por permitir la publicación de este artículo. También quiere agradecer a Randall Cade y al grupo de Reservoir Solution Team en Houston, Texas, por el apoyo y asistencia en tareas relacionadas con las mencionadas en este artículo.

Referencias

- Centurion, S., *Eagle Ford Shale: A Multistage Hydraulic Fracturing, Completion Trends and Production Outcome Study Using Practical Data Mining Techniques*; SPE149258; SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio, USA ;17-19 August 2011.
- Mullen, J., 2010, *Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas*. Paper CSUG/SPE 138145 presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October.
- Mullen, J., J. C. Lowry and K. C. Nwabuoku, 2010, *Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale*. Paper SPE 138446 presented at the SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, 2-3 November.
- Stegent, N. A., A. L. Wagner, J. Mullen and R. E. Borstmayer, 2010, *Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale*. Paper SPE 136183 presented at the SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, 2-3 November.
- Warpinski, N. R., M. J. Mayerhofer, M. C. Vincent, C. L. Cipolla and E. P. Lonon, 2008, *Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network growth while Optimizing Fracture Conductivity*. Paper SPE 114173 presented at Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado, USA, 10-12 February.

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

ENARSA habla con hechos

AGUADA DEL CHAÑAR

A comienzos de 2010, ENARSA, junto a Gas & Petróleo del Neuquén, iniciaron en esa provincia la exploración del área Aguada del Chañar. La operación confirmó, ya en las perforaciones de los dos primeros pozos, importantes manifestaciones de gas y petróleo, y se espera obtener similares resultados en los que se están explorando actualmente.

Así, después de muchos años, una empresa estatal vuelve a protagonizar un descubrimiento de magnitud, estableciendo otro hito decisivo en el proyecto de hacer una Argentina más sustentable, más productiva y con más energía para todos.

**Esto es crecimiento. Esto es desarrollo.
Esto es hablar con hechos.**
www.enarsa.com.ar

EN AR SA

Energía Argentina S.A.



Ministerio de
**Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios**
Presidencia de la Nación





Cuestiones y aspectos técnicos en el diseño de tuberías para pozos *shale*

Por **Ing. Fabián Benedetto** (Tenaris)

El autor proporciona un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de tuberías para pozos para ser construidos en reservorios no convencionales que almacenan gas y petróleo en *shales*.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

En este trabajo se proporciona un análisis detallado de los aspectos involucrados en el diseño de tuberías para pozos a ser construidos en reservorios no convencionales que almacenan gas y petróleo en arcillas (*shales*). Se describen las prácticas utilizadas por las operadores de reservorios “*shales*” en los Estados Unidos y Canadá así como también las hipótesis de carga más relevantes para estos casos y la experiencia recogida por Tenaris luego de varios años acompañando el desarrollo de estos reservorios.

El diseño de tubulares para estos pozos ha evolucionado desde lo que antes era sólo una rudimentaria aproximación a un pozo convencional sin exigencias hasta una

evaluación más profunda y sofisticada. La experiencia, con éxitos y fracasos que los operadores han tenido, ha hecho que trabajen cada vez más en la optimización del diseño y en su fiabilidad.

Los temas clave en estos pozos giran en torno a las tremendas cargas durante la estimulación, los problemas erosivos y las cuestiones corrosivas del ambiente, el cual puede contener H_2S y el CO_2 . Por tratarse, en general, de pozos horizontales con ramas laterales de alcance importante, las conexiones roscadas deben ser cuidadosamente seleccionadas a los efectos de poder proveer el torque necesario a la columna de *Casing* para poder entubar el pozo completo sin problemas.

El equilibrio entre estos factores es la clave para obtener un diseño que iguale los requisitos de resistencia mecánica y *performance* frente a la corrosión de una manera económica y efectiva.

Cambio de lema

Es bien sabido por todos el hecho de que la producción masiva desde rocas conocidas como “generadoras” (o “roca madre”) de hidrocarburos tuvo sus inicios hace una década aproximadamente en los Estados Unidos. Como particularidad podríamos decir que, en esos inicios, un porcentaje importantes de los campos de gas o petróleo proveniente de *shales* se encontraba muy lejos de los centros tradicionales de la industria petrolera, y se empezaron a operar con pequeñas compañías conocidas como independientes.

En ese contexto, la disponibilidad de servicios brindados por empresas de ingeniería, distribuidores de tuberías, etc., en las áreas petroleras por excelencia, como por ejemplo, Golfo de México y Luisiana, no se daba en la misma medida para estos nuevos operadores, con lo cual tuvieron que empezar a utilizar los servicios con los que sí podían contar a nivel local iniciando sus actividades mediante una selección de productos y servicios basados en la disponibilidad y el costo. Esto no fue una excepción para el diseño de los pozos, hasta que, muchas veces como consecuencia de múltiples fallas en los pozos, las compañías se vieron en una situación de tener que pensar en hacer un análisis más profundo de las cargas y comenzar a tomar decisiones más sofisticadas en su gestión.

El lema inicial de hacer que todo “sea barato” ha ido cambiando con el tiempo a medida que estas compañías han podido evaluar y aceptar que sus operaciones son más complejas de lo que se pensaba originalmente, no solo en cuestiones relacionadas con la ingeniería, sino también con aspectos logísticos de gran complejidad que requieren una sincronía en las operaciones no común cuando se operan campos convencionales.

De esta forma, muchos de los cambios que se adoptaron fueron producto de fracasos muy caros para el operador, que lo obligaron a tomar decisiones para minimizar fallas en pozos futuros.

Ya enfocándonos en los aspectos técnicos de los pozos construidos para extraer gas o petróleo de las arcillas, es importante mencionar que en los reservorios considerados “pioneros” el intervalo geológico de interés llegaba a ser de algunos cientos de pies de espesor, lo cual es (nor-

malmente) más que suficiente para la producción económica de un reservorio “convencional” como por ejemplo de areniscas. Sin embargo, debido a que los yacimientos “no convencionales” tienen una permeabilidad muy baja, las condiciones necesarias para producir económicamente, en la mayoría de los casos, tienen que ser creadas artificialmente maximizando el intervalo de producción. Esto se logra a través de una cierta cantidad de etapas de fracturas hidráulicas y mediante la perforación de pozos horizontales o convenientemente dirigidos en el área de interés.

Estas cuestiones (fracturas y pozos dirigidos) son, al final de cuentas, determinantes para el diseño de los tubulares con los cuales se van a construir los pozos, ya que, aun habiendo diferencias geológicas entre los yacimientos y también diferencias en las prácticas operativas de perforación entre operadoras, está ya universalmente aceptado que estas dos cuestiones son temas comunes que atraviesan a los diseños de pozos para explotación de “*shales*”.

Prácticas comunes en el diseño

A continuación vamos a enunciar las experiencias recogidas con los operadores de los Estados Unidos y Canadá luego de los ajustes y la optimización lógica que se logra al cabo de 10 años de prácticas. De este modo, es interesante observar que un gran porcentaje de los pozos se construye con 3 o 4 tipos de *Casing*.

El primer *Casing* que se instala es el de superficie, cuya profundidad establecida por regulaciones locales, debe asegurar la aislación, de las napas y depósitos de agua dulce.

El (o los) *Casing* intermedio se instala, por lo general, a un cierto intervalo por encima del *kick-off point* en roca que está por encima del reservorio de interés. A medida que se va ganando en experiencia, se trata de minimizar la cantidad de *Casing* intermedios.

Finalmente, el *Casing* de producción es el que cubre la curva y la rama horizontal del pozo.

Ambas partes son cementadas (el tope de cemento puede llegar hasta el zapato del *Casing* intermedio) para luego ejecutar las etapas de fractura necesarias, con lo cual esta tubería va a servir, de forma simultánea, como columna de estimulación o fractura y como *Tubing* de producción en la etapa inicial del pozo. Por tratarse de la tubería que va a tener la mayor exigencia en el pozo, le dedicaremos una sección en particular.



Figura 1. Esquema de pozo típico con tres secciones de tubería.

Análisis de los *Casing* conductor, de superficie e intermedio

1. *Casing* conductor

Usualmente el *Casing* conductor (cuando se instala) alcanza una profundidad que oscila entre los 20 y 30 metros, siendo su principal función proporcionar soporte estructural para las posteriores operaciones en el pozo. Normalmente esta tubería se instala en 20" de diámetro y se cementa a la superficie.

En aquellas compañías que desarrollan perforación intensiva en "*pads*" o "*clusters*" es común y frecuente la práctica de instalar previamente el conductor con un equipo diferente al utilizado para perforar el pozo.

2. *Casing* de superficie

Como mencionamos, la profundidad del *Casing* de superficie depende de las regulaciones que aplican a cada área de actividad ya que una de las principales funciones de esta tubería es la de aislar acuíferos para preservar las napas de posibles contaminaciones. Su profundidad es variable y puede alcanzar hasta los 1.000 metros o más.

Este intervalo se perfora verticalmente, por lo general, con lodo de baja densidad o aire para aumentar la velocidad de penetración. Las tuberías utilizadas van desde 13 3/8" a 9-5/8" y se cementan hasta la superficie, siendo los materiales grados API estándar tipo J55, K55 o grados N80 dependiendo de la profundidad. Las conexiones roscadas que se utilizan también son API, por lo general, del tipo Buttress o LC (rosca redonda cupla larga). Es importante mencionar que, aun tomando en cuenta posible desgaste o cargas relacionadas con la perforación de la sección siguiente, las hipótesis que dictan el diseño de esta tubería no son consideradas como demandantes.

3. *Casing* intermedio

Usualmente la tubería intermedia finaliza en el intervalo que precede a la sección de destino o formación *shale*. Con esta tubería se busca aislar y entubar a todas las zonas problemáticas poniendo finalmente el zapato en una formación sólida y uniforme, para facilitar de este modo la perforación del intervalo de producción.

Si existieran problemas de pérdida de circulación u otros que obligaran a establecer dos intervalos de perforación, podrá ser menester pensar en dos tuberías intermedias. Por lo general se utilizan diámetros que van desde 10 3/4" hasta 7 5/8" con profundidades muy variadas, que, en algunos casos, alcanzan hasta los 4.000 metros.

Generalmente, estas tuberías no se cementan hasta superficie, y la selección de los grados de acero y el tipo de conexiones se encuentran dentro de la gama que entrega API, debiendo decir que los grados N80 y P110 son los más comunes. El mismo concepto es aplicable a las conexiones roscadas, ya que los productos API LC o Buttress (BC) son los que más se utilizan.

Aquí deberemos hacer un paréntesis para explicar un poco las hipótesis de carga que tradicionalmente se utilizan.

Generalmente, las operadoras suelen tomar un poco más de riesgo (puesto que estos pozos declinan rápidamente tanto en su presión en boca como en su producción) y adoptan para el diseño, hipótesis que se basan en los casos

normales de perforación.

Sin embargo, los operadores que saben que van a tener presiones iniciales de producción importantes (sobre todo si se trata de gas) y ponen a producir a través del *Casing* de producción, plantean que el *Casing* intermedio tiene que tener una resistencia adecuada para proporcionar una barrera secundaria a los fluidos del pozo y, por lo tanto, debe ser capaz de manejar una probable fuga en el *Casing* de producción ya sea durante la estimulación o bien durante la producción. De este modo, hay compañías que prefieren tomar menos riesgos y optan por incluir, encima del tope de cemento, conexiones *premium* que garanticen la "sellabilidad".

Casing de producción

El *Casing* de producción es la tubería que mayores esfuerzos va a soportar en este tipo de pozos, muy por encima de los demás *Casing* por instalar. Una referencia de esto es la experiencia en los Estados Unidos: para alojar a esta tubería se perfora el pozo verticalmente hasta el punto de inicio de la curva para luego perforar de manera horizontal ya dentro de la formación *shale*. En los registros disponibles, la curva puede variar desde una región a otra, pero con frecuencia se construye la curva con una variación de ángulo que alcanza entre 8° y 15° cada 100 pies, con situaciones puntuales, por tortuosidad, que alcanzan hasta 20°/100'.

La longitud de la rama horizontal también es variable, se fija un límite basado en la posibilidad de ingresar con equipo de *Coiled Tubing* (tienen una longitud máxima de trabajo) y se define por cuestiones geológicas de la formación. En la actualidad, la sección horizontal puede alcanzar hasta los 1.500 metros, con un promedio de 1.200 metros aproximadamente.

La densidad del lodo de perforación es variable, pero para aquellos reservorios sobrepresurizados se alcanzan valores de más de 1.900 g/litro, (esto es 16,0 libras por galón) aunque en la actualidad es común perforar con técnicas de "*underbalance*" o "*nearbalance*" para infringir el menor daño posible a la formación, sobre todo si se está trabajando en áreas que están naturalmente fracturadas (conocidas como "*sweet spots*") las cuales entregan los mayores caudales de producción. Si así fuera, la densidad equivalente deberá ser tomada en cuenta para el diseño.

La correcta selección del lodo de perforación en un entorno dominado por arcillas es clave, no solo para el proceso de perforación en sí mismo, sino también para la posterior entubación del pozo, puesto que la activación o inflamación de las arcillas puede producir una cantidad excesiva de recortes, o hasta reducir el diámetro del pozo, condiciones no deseables que pueden causar atascamiento de tuberías durante la instalación y problemas de cementación por no poder limpiar adecuadamente el hueco. Con frecuencia el *Casing* de producción debe ser capaz de rotar mientras se lo instala o se lo cementa, de esta forma se asegura que llegue al fondo a la vez que esta técnica proporciona condiciones más adecuadas para remover los recortes de la parte baja del pozo. Se han reportado pares de rotación entre 5.000 y 15.000 pies-libras.

Es práctica habitual que el *Casing* de producción se seleccione en alguno de estos tres diámetros: 4 1/2"; 5" o

5 ½", o combinación entre ellos en diseños que no tienen un diámetro constante. Por otro lado, la decisión de establecer la longitud de la rama horizontal se basa en dos factores: el primero de ellos toma en cuenta la ingeniería de reservorios, ya que la productividad y la acumulación final, en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad, son proporcionales al volumen de roca estimulada. El segundo factor es más una cuestión práctica ya que la longitud es, a menudo, establecida por la disponibilidad de acceder al fondo del pozo con herramientas y por el tamaño del arrendamiento que está dictada por regulaciones de Estado.

Como mencionamos anteriormente, la fractura hidráulica en etapas se realiza por el interior del *Casing* de producción. Seguidamente, y también por el interior del *Casing* de producción, el pozo se pone a producir por un período de tiempo determinado, durante ese proceso se extraen hidrocarburos a la vez que se descarga parte del fluido de fractura inyectado previamente.

El flujo de retorno a través del revestimiento de producción tiene dos propósitos:

1. La limpieza de parte de los componentes inyectados durante la fractura.
2. Minimizar efectos erosivos que puede ocasionar la alta tasa de producción inicial desde la zona fracturada.

Puesto que la zona en producción aumenta considerablemente la productividad como resultado del tratamiento de estimulación, si se instalara una columna de producción con diámetro interno menor (*Tubing*) tendría como resultado una probable asfixia del pozo, a la vez que las velocidades ascensionales serían muy altas. Esto hace que, en áreas sobrepresurizadas se prefiera un *Casing* de tamaño tan grande como sea posible, ya que es beneficioso tanto para la producción inicial o "*Flowback*" y como a los fines de la instalación de la columna de producción definitiva.

El uso de una tubería de mayor diámetro durante la estimulación del pozo también contribuye a reducir las pérdidas por fricción y la presión

hidráulica necesaria para romper la roca, por lo tanto, demanda menos potencia en superficie para la operación. La reducción de los requisitos en el equipo de la bomba puede disminuir significativamente los costos. Por el contrario, una tubería demasiado grande minimiza el huelgo necesario para una correcta cementación a la vez que, con un mayor diámetro exterior, el tubo suele ser más pesado y más caro ya que se requiere mayor espesor o grado de material para lograr la misma resistencia a la presión interna.

Del Plata Ingeniería S.A.

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

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

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

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

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

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

Con más de 10 años de experiencia en la explotación de *shales*, los operadores reconocen algunos problemas que podrían considerarse característicos y relacionados con la construcción de este tipo de pozos. De manera general haremos referencia a ellos para discutirlos luego con mayor detalle.

- Fallas en conexiones roscadas durante la estimulación mediante fractura, como resultado de la combinación compleja de tensiones.
- Falla en el *Casing* después del cierre, cuando el pozo fue producido por el propio *Casing* (más proclive en las áreas que contienen H₂S).
- Colapso o restricción del diámetro interno después de la fractura.
- Colapso o restricción del diámetro interno después de que el pozo ha sido producido por algún tiempo.
- Fallo durante la instalación en el pozo, por lo general, después de un incidente de tubería atascada, donde la tensión/compresión y las cargas de torsión pueden ser mayores de lo esperado.
- Fallas por exceso de torque mientras se rota y empuja el *Casing* hacia abajo.

Tomando en cuenta lo anterior, el diseño del *Casing* de producción debe considerar las condiciones de carga extremas de instalación, así como también las hipótesis de carga fugas tradicionales, siempre teniendo presente que las cargas de estimulación de fractura van a dominar el diseño del *Casing* en cuestión.

Cuestiones técnicas para el diseño del *Casing* de producción

A continuación, presentamos una discusión de las situaciones de carga que tienen un impacto relevante y deben ser consideradas cuando se diseña una tubería para la estimulación por fractura hidráulica a presión elevada.

1. Presión interna

Como mencionamos anteriormente, la estimulación mediante una fractura de numerosas etapas en un yacimiento *shale* requiere un valor importante de presión en superficie para la rotura de la formación. Literalmente, lo que se busca es poder triturar a la roca para, de esa forma, "crear" un reservorio productivo.

Estas presiones frecuentemente son más altas que las subsiguientes debido a la producción del pozo. Durante la estimulación, la peor carga que se considera es un posible "arenamiento" durante la fractura, lo cual implica un súbito incremento en la presión que sostiene el *Casing*. Este momento suele ser de corta duración, pero muchas veces no se tiene un fino control de él, con lo cual, este evento repentino crea una condición de fluido estático, con altas presiones superficiales.

En la actualidad, el rango de presiones que se maneja se ubica entre 12.000 y 15.000 psi, por lo que la presión máxima es regulada por dispositivos que se programan en superficie para asegurar que los valores están dentro de lo admisible y de la tolerancia de los equipos de superficie.

Si bien las situaciones de "arenamiento" son poco frecuentes, representan la condición de carga más extrema por lo que debe ser considerada de forma exhaustiva.

Como es de esperar, la mayor presión diferencial que va a soportar el *Casing* se da en superficie, por lo cual, en algunas operaciones, se suele aplicar, como respaldo, cierta presión controlada en el espacio anular. En el esquema siguiente se observa un perfil típico de presiones para considerar en la evaluación del *Casing*.

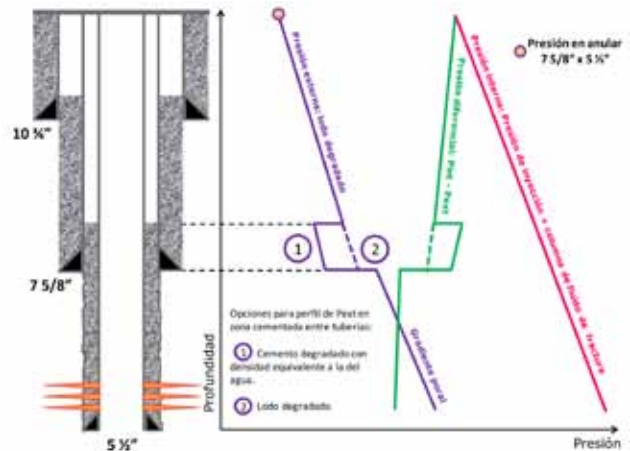


Figura 2. Perfil de presiones para una situación de estimulación mediante fractura.

2. Cargas axiales inducidas térmicamente

Además de las cargas de presión interna, la fractura puede causar una muy alta carga de tracción en el *Casing* de producción por efecto térmico.

Puesto que los reservorios tipo *shale* tienen gradientes geotérmicos razonablemente altos, que crean una condición favorable para la maduración del material orgánico, se presenta una situación favorable para que el *Casing* recientemente instalado alcance rápidamente el equilibrio con el gradiente geotérmico.

Seguidamente, cuando los fluidos de fractura son bombeados rápidamente, el interior del *Casing* se enfría. El nivel de enfriamiento puede ser significativo en estimulaciones con alta tasa de fractura. La situación extrema de enfriamiento se produce durante las operaciones en invierno, donde los fluidos de fractura pueden estar cerca de la congelación. La rápida tasa de enfriamiento resulta en un intento del *Casing* por acortarse, cosa que no puede hacer, por lo que la tracción inducida es considerable.

Es importante observar que el proceso de fracturación distorsiona la vinculación entre el *Casing* y el cemento en las inmediaciones de la zona estimulada, esto significa que posiblemente no haya carga de transferencia a la formación por lo que el *Casing* debe resistir la carga axial completa. Este efecto es muy dominante dentro de la evaluación de cargas axiales y se determina por la siguiente ecuación:

$$F_t = - 207 \cdot A_n \cdot \Delta T$$

En donde:

F_t = Carga axial por efecto térmico [lb].

A_n = Área transversal del *Casing* [pulg²].

ΔT = Variación de temperatura [°F].

Nótese que la tensión en el *Casing* se incrementa 207 libras por cada grado de enfriamiento, con lo cual para un típico *Casing* 5 1/2", cuya área transversal oscila en 6 pulg², un



Nuestros expertos en seguridad hablan de seguridad. Nuestros operadores hablan de control. Pero cuando se trata de mantener al personal y a la planta segura, todos debemos hablar el mismo idioma.

TU PUEDES HACERLO



DELTA V SIS

Elimine la incertidumbre y reduzca el riesgo con DeltaV SIS.

El Sistema Instrumentado de Seguridad de Emerson provee una serie de herramientas intuitivas de ingeniería y software que le permite a su grupo de trabajo manejar la configuración, las alarmas y el monitoreo de la salud de los dispositivos de campo manteniendo los sistemas separados, tal como lo requieren los estándares IEC 61511 y 61508. DeltaV SIS reduce los costos de capacitación y mantenimiento eliminando el mapeo complejo de datos y de múltiples bases de datos a la vez que le asegura que esté cumpliendo con los requerimientos de seguridad. Conozca más acerca de los procesos seguros y las mejores prácticas descargando el Safety Lifecycle Workbook en: www.DeltaVSIS.com/workbook



The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2012 Emerson Electric Co.



EMERSON
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

enfriamiento de 100 °F genera una carga axial de ¡124.200 libras! Esta carga se adiciona al peso propio del *Casing* y a la carga de “colgado” que se pudo haber aplicado.

El efecto contrario se consigue cuando las temperaturas del reservorio calientan al *Casing* durante el período de reflujo inicial. Esto da como resultado la presencia de un esfuerzo de compresión en el *Casing*, con el consecuente pandeo de la sección no cementado. Estas cargas suelen estar dentro de los límites que tolera el cuerpo de la tubería, pero este entorno compresivo puede ser un reto para las conexiones.

3. Colapso

Una característica bien marcada de los pozos que producen “shales” es que logran una rápida caída de presión para estabilizarse en un valor que es una pequeña fracción de las presiones de depósito inicial.

Dada la baja permeabilidad de estos yacimientos, es bastante frecuente que las áreas del pozo que se encuentran a una distancia prudencial de la zona estimulada (inmediaciones del zapato y cerca de la curva) se vean sometidas a presiones externas cerca de las condiciones originales.

Sin embargo, el agotamiento de la zona estimulada dicta el perfil de presión interna, lo que determina que la tubería debe estar diseñada para soportar una carga de colapso importante. Una hipótesis de carga usualmente recomendada es considerar el supuesto caso en el que el fluido de empaque fluye hasta equilibrar la presión de agotamiento del yacimiento.

En la figura siguiente se muestra este caso:

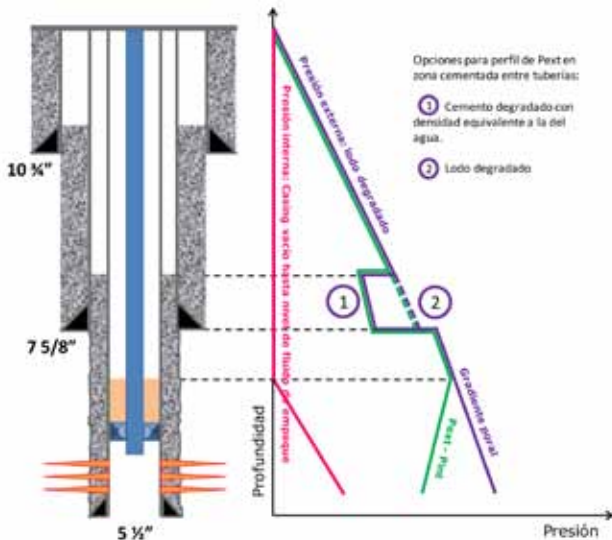


Figura 3. Perfil de presiones para una situación de colapso por depletación.

4. Erosión

Se define como erosión a toda pérdida de material provocada por remoción mecánica de superficies sometidas al pasaje de un fluido.

En los casos de fractura, con una importante velocidad de flujo más la presencia de partículas sólidas, la severidad del proceso erosivo puede llegar a ser considerable sobre las paredes del tubo, ya que se han evidenciado fallas en tubulares por debilitamiento de las paredes durante dicha operación.



Figura 4. Rotura de tubería por debilitamiento de pared debido a erosión causada por fractura.

En estos casos particulares, al contener el flujo partículas sólidas, el mecanismo básico de erosión es el de surcado de la superficie del metal debido al impacto de estas partículas.

Por cada impacto que se genera, el deterioro en el material del *Casing* es proporcional a la masa de la partícula y a su velocidad, con esto la tasa de desgaste total será la correspondiente a la de cada partícula multiplicada por la frecuencia de impacto.

Frente a la problemática de la erosión durante trabajos de megafacturas, nos encontramos con el dilema de tratar de inferir cómo se va a afectar la integridad del *Casing* frente a una posible pérdida de material ya que la totalidad de los modelos simplificados que existen en la bibliografía responden a escenarios de producción, más que a escenarios de inyección. Sin embargo, sobre la base de ciertas asunciones, se puede arribar a resultados indicativos (de índole cualitativo) acerca de la severidad de cada caso.

Todos los modelos simplificados responden a la siguiente forma:

$$E = K' \cdot V_n \cdot S / d^2 \quad \text{o bien} \quad E = K' \cdot V_n \cdot M / d^2$$

En donde:

E = Tasa de erosión [mm/año].

K' = Constante.

V_n = Velocidad del flujo [m/s].

d = Diámetro interno [mm].

S = Concentración de sólidos [g/m].

M = Caudal de sólidos [g/s].

El enfoque convencional, como el uso de API RP14E, no es adecuado para el propósito de este análisis ya que no se enfoca en calcular la tasa de erosión, solamente las velocidades de flujo crítico en la ausencia de sólidos. Los modelos más complejos, también para producción (como Tulsa SPPS o Sandman) no están disponibles para uso público. Lo que sí existen son modelos simplificados para llevar a cabo un análisis preliminar (API, Salama, DNV) que adoptan las formas siguientes:

$$\text{Salama} \rightarrow E = (0,182 \cdot W \cdot V^{2,0} \cdot X \cdot D) / (d^2 \cdot \rho_m)$$

$$\text{DNV} \rightarrow E = 2,5 \times 10^{-5} \cdot V^{2,6} \cdot m_p / d^2$$

$$\text{API} \rightarrow E = 5,33 \cdot V^{2,0} \cdot M / d^2$$

En donde:

W = Caudal de arena [kg/día].

D = Tamaño de la arena [micrones].

ρ_m = Densidad de la mezcla [kg/m³].

m_p = Caudal másico de arena [kg/s].

The Energy Flows Through Us™



LUFKIN

www.lufkin-arg.com

Según se puede encontrar en la bibliografía, se sugiere el uso del modelo de Salama para un análisis preliminar en condiciones de flujo solo de líquidos y en áreas que implican curvas hasta 5ϕ o bien interrupciones de flujos que no impliquen cambios bruscos, tales como "T" o "chokes". Como es ya bien sabido, la mayor parte del daño por erosión es plausible de ser encontrado en aquellas áreas en donde se experimenta un cambio de flujo y es probable que sea por lo menos un orden de magnitud mayor que la erosión en el tubo recto o tubo sin cambios bruscos de forma.

En consecuencia, la estimación por Salama puede ser un indicativo cualitativo en áreas puntuales de interés (por ejemplo en la salida de un "tree-saver") pudiéndose adoptar un valor de un orden de magnitud inferior en las partes rectas de la tubería.

El modelo y las recomendaciones de DNV han sido elaborados sobre la base de investigaciones experimentales y datos disponibles en la literatura. De esa forma se arriba al modelo disponible de *Det Norske Veritas*. Es importante mencionar que dicho modelo ha sido validado con ensayos realizados en instalaciones equipadas con diámetros pequeños en comparación con los diámetros *Casing* y se considera para partes rectas. A modo de ejemplo presentamos los resultados de un caso considerando arena tipo 20/40:

Caudal de Bombeo		RPM	GPM
		90	3780

Diámetro Externo D [in]	4.5	Tubería
Diámetro Interno d [in]	3.836	
d [mm]	97.15	
d [in]	0.0971804	
A [m ²]	0.007417324	
V [m/s]	32.15	

Concentración Arena (PPA)	g/gal	Mix (ppg)	Desgaste Salama (mm)	Desgaste DNV (mm)	Desgaste API (mm)
1	473.29	8.59	0.13	0.0041	0.11
1.5	680.39	9.29	0.19	0.0062	0.16
2	907.18	9.99	0.24	0.0082	0.22
2.5	1133.98	9.88	0.29	0.0099	0.27
3	1360.78	10.16	0.34	0.0123	0.33
3.5	1587.57	10.43	0.39	0.0144	0.38
Totales			2.70	0.101	2.68

Recto => 0.279

Figura 5. Ejemplo de evaluación de pérdida de espesor por efecto de la erosión.

Una vez cuantificada la pérdida de material en una fractura, considerando todos los parámetros de las expresiones anteriores, se puede conocer un porcentaje de "wall loss" al momento de analizar los esfuerzos mecánicos durante este caso de carga.

5. Cargas debido a la instalación

Flexión. Tomando en cuenta la necesidad de maximizar el contacto con el reservorio, la realidad indica que la mayoría de los pozos se perforan horizontales. Debido a esto, la severidad de la curva va a depender de la profundidad a la cual se encuentra la formación *shale*, habiéndose encontrado operadores que han tenido que adoptar trayectorias agresivas al construir la curva.

En esos casos, los diseños suelen tener DLS de 12-15°/100'. Sin embargo, en ocasiones, la tortuosidad conduce a curva con valores puntuales de más de 20°/100'.

Torque. El trabajo de rotación de la tubería mientras se la instala es, hoy por hoy, una realidad que no debe omitirse en el análisis del *Casing* de producción, sobre todo en lo que se refiere a la selección de las conexiones por utilizar. Por lo cual, la capacidad de entregar torque en la operación y la resistencia a la fatiga son dos factores que el ingeniero de diseño debe considerar. En pozos cuya rama horizontal se extendió por 1.000 metros o más, los valores de torque reportados superan, en algunos casos, los 15.000 pie-libras.

6. Factores de diseño críticos

En el siguiente cuadro se aprecia un resumen de los factores críticos por considerar para el *Casing* de producción:

Tipo de operación	Carga inducida	Parámetros clave	Factores de diseño mínimos
Fractura	Estallido	Arenamiento	Estallido: 1,10 - 1,20
		Erosión	Tensión: 1,30 - 1,40
	Tensión	Perfil de temperatura	
		Perfil de presión poral	
		Presión en el anular	
Densidad fluido fractura			
"Flow-back"	Compresión	Perfil de temperatura	Compresión: 1,20 - 1,30
		Erosión	
		Presión interna	
Cierre dinámico en boca	Estallido	Perfil de temperatura	Estallido: 1,10 - 1,20
		Tensión	Tensión: 1,60 - 1,80
Reservorio depletado / <i>Casing</i> evacuado	Colapso	Fluido anular	Colapso: 1,00 - 1,12
		Altura tope de cemento	
		Perfil de temperatura	
		Presión de reservorio	
Corrida de tubería	Flexión	Torque de arrastre	Torque: 0,7 - 0,8
	sobretorque	Fatiga	T _{fluencia conexión}

Es importante mencionar que se debe asegurar un factor de diseño tri-axial (Von Mises) de 1,25 para ambientes sin presencia de H₂S y 1,30 como mínimo para ambientes considerados "agrios".

En la figura 6 se observa claramente, para un caso real en la Argentina, cómo el trabajo de estimulación domina la selección del *Casing*, le impone la mayor sollicitación mecánica.

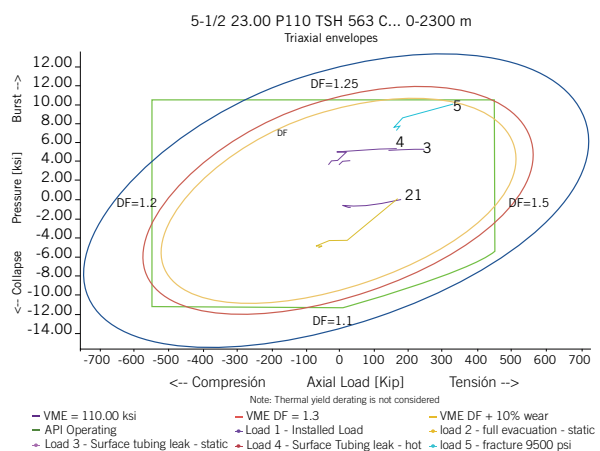


Figura 6. Elipse de Von Mises que indica las tensiones generadas en un *Casing* 5 1/2" durante una fractura hidráulica de un pozo *shale*.

Selección de conexiones

Históricamente, los primeros desarrollos se llevaron a cabo utilizando conexiones API (LC y BC) tanto para los *Casing* superiores como para la columna principal de producción. Con el tiempo, y luego de la adquisición de aprendizaje mediante los aciertos y los problemas, ha quedado bien aceptado en la industria que las conexiones API son aceptables para las tuberías de superficie e intermedias, pero no son adecuadas para la tubería de producción, en este caso se requieren conexiones de mayor rendimiento y confiabilidad.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

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

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

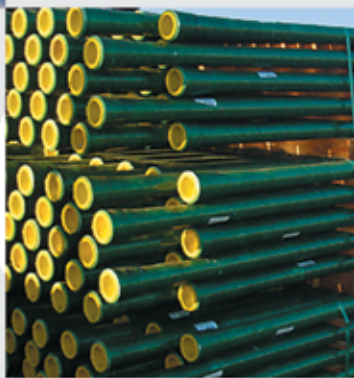


Caños de acero

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

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER



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



ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001

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

Actualmente, tanto en opciones integrales, como también con cupla, el *Casing* de producción se especifica con conexiones *premium* o *semipremium*, que garanticen prestaciones superiores.

Tomando en cuenta que las cargas alcanzadas durante la estimulación del pozo (cuadrante de estallido-tracción) van a demandar de las uniones roscadas, garantía de estanqueidad así como también riesgo nulo de desenchufe, todo esto en condiciones posinstalación que generalmente implican entrega de alto torque durante la rotación impuesta al *Casing*.

Por otro lado, en la etapa de producción y posterior agotamiento del reservorio, se va a requerir una buena capacidad de compresión y también resistencia a las presiones externa o colapso, en otras palabras, las conexiones necesitan ser herméticas al gas cuando están bajo carga de compresión. Otra cuestión que induce particularidades en este proceso de selección es la corrida y rotación a través de las curvas que tiene el pozo. En estos casos, los requisitos de par dependerán de cada configuración de pozo, pero suelen ser requeridos pares de rotación elevados.

En algunas situaciones en las cuales se necesita garantizar un anillo de cemento importante, así como también si hubiera razones que dicten la necesidad de maximizar el espacio anular, ciertos pozos requieren conexiones "integrales" del tipo "flush" o "semiflush". De todas formas, las conexiones con cupla se perciben como la mejor opción cuando el espacio anular no es un problema.

Selección de materiales y grados

Cuando se hace referencia a los materiales por utilizar en las secciones superiores del pozo (*Casing* de superficie, intermedio), los principales factores que influyen en la selección del grado de acero son la disponibilidad rápida en locación y el precio. Por lo tanto, grados como API J55, K55 y N80 son los más utilizados para estas secciones.

Para el *Casing* de producción, con mucho mayor sollicitación, se utiliza principalmente el grado API P110, ahora bien siendo que la resistencia al colapso y la resistencia a la presión interna son claves, es posible obtener hoy en el mercado grados de 110 ksi de fluencia con requerimientos adicionales que permiten mejorar la resistencia al colapso y a la presión interna mediante la especificación de una tensión de fluencia mayor. También, mediante requisitos adicionales, es posible contar con tuberías con mejor tenacidad en el acero, propiedad que es sumamente importante en situaciones con numerosas etapas de punzados.

Históricamente, en los campos desarrollados en los Estados Unidos se ha observado que el grado API P110 es adecuado para la mayoría de las aplicaciones, siempre y cuando no exista la posibilidad de encontrar H₂S en la formación, o bien donde haya preocupación acerca de un probable escenario con corrosión.

En estas tuberías, la tenacidad del material juega un rol muy importante, ya que se trata de secciones de *Casing* que van a estar expuestas a un set importante de punzados, seguidos de cargas circunferenciales de gran magnitud durante la fractura, por esto es clave asegurar que el material pueda tolerar esta situación sin tener un riesgo de propagación de fisuras entre punzados.

Como los operadores han comenzado a perforar pozos

más ácidos, la necesidad de materiales con cierta resistencia a las fisuras por hidrógenos apareció en el mercado. Como resultado de esta demanda, los fabricantes de tuberías han desarrollado materiales que tienen una mejor resistencia a la rotura frágil, pero su uso en ambientes ácido está limitado a aplicaciones consideradas "mild sour", es decir, de acidez considerada "suave".

Hasta el momento no se tienen reportadas condiciones severas de corrosión por CO₂.

Conclusiones

Generalmente, el diseño de tuberías en pozos construidos para operar yacimientos "no convencionales" queda determinado por el nivel de presión interna (intensidad de los trabajos de fractura) y la trayectoria elegida para explotar el reservorio.

En ese contexto, las conexiones API son percibidas como adecuadas para los tramos de superficie e intermedia, mientras que las conexiones *premium* (o *semipremium*) son necesarias para el *Casing* de producción de modo de proveer los siguientes beneficios a la operación:

- Sellabilidad: el *Casing* de producción debe garantizar sellabilidad interna tanto en las operaciones de fractura, así como también durante las presiones de producción inicial.
- Torque: durante la instalación, las columnas de *Casing* podrían requerir rotación y reciprocación como consecuencia de la trayectoria horizontal.
- Huelgos: el efecto pistón y las grandes fuerzas de arrastre de los productos T&C pueden ser evitados con el uso de cuplas de diámetro reducido con bisel especial o productos *semiflush/flush* (solamente disponibles con uniones *premium*).
- Confiabilidad: fallas por fatiga pueden ocurrir debido a un excesivo número de ciclos por operaciones de rotación y trabajo con las tuberías durante la instalación.

Grados API o grados propietarios se seleccionan según la demanda del pozo. Por lo general, el grado P110 se utiliza para el *Casing* de producción debido a su alta resistencia mecánica.

La presencia de ambiente corrosivo, sobre todo la presencia de H₂S, o bien altos requerimientos de presión interna o colapso han puesto la necesidad de materiales especiales que superan al P110. ■

Bibliografía

- Technical Aspects of Shale Gas Well Design*. Internal Report prepared for Tenaris.
- Tenaris Specification for Improved Collapse Grades P110-IC and Q125-IC*. Report PSP00355/0.
- Tenaris Specification for Mild Sour Grades C95-S and P110-S*. Report PSP00462/0.
- Clark, H. Craig. *Mechanical Design Consideration for Fracture-Treating down Casing String*, SPE Drilling Engineering, June 1987.
- Farahani, Rezsa et ál. *Assessment and Prediction of Erosion in Completion System under Hydraulic Fracturing Operations Using Computational Fluid Dynamics*. SPE 147514.
- Schwind, Brian. *Hydraulic Fracturing Failure Analysis Casing Optimization*. Shale Gas Drilling & Completions Conference. Houston, 26th & 27th May 2010.

Empresa asociada a:

Certificada por:

Integrante de:

Adherida a:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



CÁMARA MERCANTIL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PETROLEROS



Emepa destina sus recursos humanos, técnicos y financieros de manera constante y sistemática a comunidades en las que actúa con múltiples iniciativas, promoviendo mejoras sustanciales en la calidad de vida de las personas y en búsqueda de la generación de capital social. Emepa, contribuye con el crecimiento de nuestra provincia, otorgando trabajo a doscientas noventa personas, en forma directa.



www.emepamendoza.com.ar

Certificado del Sistema de Gestión
ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004, OHSAS 18001: 2007

Tel (54-261) 498 5036 - 498 1494 CP. 5507. Bustamante 311 Piso 4to. Luján de Cuyo. Mza. Argentina



Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina.

Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio

Por *Luis Álvarez, Fabio Peñacorada y Emmanuel d'Huteau* (YPF)
Santiago Pérez Millán y Roberto Sentinelli (Baker Hughes)

Los autores realizan una descripción de las características geológicas del reservorio, así como de los problemas con que se topan durante la vida productiva del pozo y de los resultados que obtienen durante los diferentes tratamientos de estimulación que efectúan.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

El yacimiento Loma La Lata está ubicado en la provincia del Neuquén, Argentina. Fue descubierto en 1977 y ha producido de la formación Sierras Blancas desde septiembre de 1978. Actualmente es el campo de gas más importante de la Argentina. Hasta el momento, tiene una producción de gas acumulada de 219,000 Mm³ con una producción diaria de 15 Mm³/d.

La formación Sierras Blancas es una arena eólica encontrada entre los 2.900 y 3.000 metros de profundidad. Luego de ser punzada, requiere de la fracturación hidráulica para sustentar una producción comercial de gas. Tras

32 años de intensiva producción, parte de este yacimiento ha perdido su presión de reservorio original. Para intentar recuperar completamente las reservas disponibles, fue necesario aplicar nuevas técnicas de estimulación sobre pozos nuevos y viejos.

La progresiva reducción en la presión del reservorio generó la necesidad de realizar sucesivos cambios en los tratamientos de estimulación hidráulica, desde tratamientos convencionales con fluido base agua hasta los más recientes tratamientos con fluidos energizados. En los reservorios de baja presión, los tratamientos convencionales implican operaciones de limpieza de fluido de larga duración y costosas, mientras que los tratamientos con CO₂ no garantizaron la mejora de producción deseada. Sin embargo, los pozos estimulados con un fluido de baja carga polimérica y energizado con N₂ excedieron las expectativas de producción debido a las buenas capacidades del transporte de agente de sostén, la alta saturación de gas lograda en la zona invadida y –muy importante para un reservorio de baja presión– la rápida limpieza del fluido inyectado.

Este escrito describe las características geológicas del reservorio, los problemas encontrados durante la vida de producción de los pozos y los resultados obtenidos durante los diferentes tratamientos de estimulación hidráulica aplicados.

Loma La Lata

El yacimiento de gas y condensado de la formación Sierras Blancas de Loma La Lata fue descubierto en 1977 a partir de la perforación del pozo YPF.Nq.LLL.x-1, con un caudal inicial de 325.000 m³/d de gas y 84 m³/d de condensado, por orificio de 14 mm y 137 kg/cm² de presión dinámica en boca, se convirtió en uno de los yacimientos más importantes de la historia de YPF S.A. y de la actividad petrolera en general. Se encuentra ubicado en el centro de la Cuenca Neuquina.

El desarrollo del yacimiento comenzó con la perforación de 4 pozos de extensión. Las necesidades de gas de ese momento no eran las actuales, por lo que la actividad con ese objetivo no fue muy agresiva en las primeras etapas. Con el paso del tiempo, el requerimiento energético cambió, y el desarrollo puso en evidencia el tamaño de la acumulación: más de 280.000 millones de m³ de gas (10 Tcf) en la formación Sierras Blancas, más los líquidos asociados, lo que lo convierten en el mayor yacimiento descubierto hasta ahora en la cuenca, posición de la que difícilmente sea desalojado en el futuro.

A partir de 1988, el desarrollo del campo se intensificó, y alcanzó el máximo de perforaciones a fines de la década de 1990 en la zona de mejores condiciones de reservorio.

El programa de terminación en este yacimiento dependía de la zona en la cual se encontraba el pozo. Así, en la zona central, donde las condiciones petrofísicas eran las mejores, el punzado era suficiente para poner el pozo en producción, pero pronto se vio que esto no aseguraba el óptimo drenaje de la formación por la heterogeneidad del reservorio, lo que obligó a estimular el pozo con fracturas hidráulicas.

A lo largo de la vida del yacimiento, se aplicaron distintas metodologías y fluidos de fractura: petróleo, gel base agua, a veces energizada o espumada con CO₂, baja concentración de *proppant* en formación, etc. Esta variedad de metodologías permitió realizar, a lo largo de la historia, varias campañas de reparaciones para incrementar tanto la producción como el recobro de reservas.

La última campaña realizada, que es la que trataremos en este trabajo, fue llevada a cabo entre febrero del 2008 y noviembre del 2009. Todos estos tratamientos fueron refracturación de la formación Sierras Blancas. En la etapa inicial del yacimiento, la presión de formación era de 320 kg/cm² a una profundidad de referencia de 2.700 mbnm. En el 2008, esta presión había bajado en la zona central del yacimiento a valores inferiores a 70 kg/cm² por lo cual fue necesario encontrar nuevas alternativas para fracturar y producir Sierras Blancas en dichas condiciones. Desde este punto, surgieron varias preguntas:

- ¿Cuál es la presión mínima de formación por la cual se puede estimular y obtener una respuesta positiva de la producción para este reservorio?
- ¿Cuál es la metodología de fractura adecuada para conseguir una rápida recuperación del fluido de fractura inyectado?
- ¿Cuál es la mejor relación costo-beneficio?

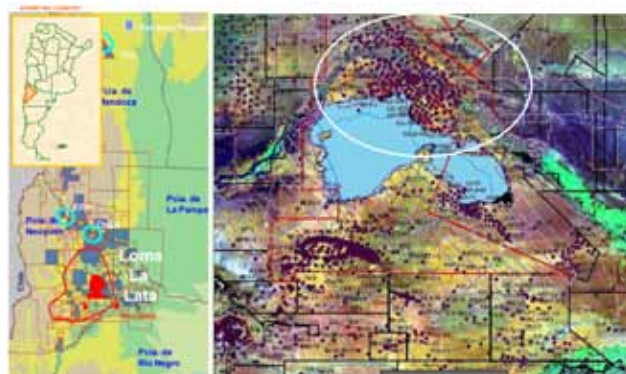


Figura 1. Ubicación del yacimiento Loma La Lata.

Ubicación

El campo Loma La Lata está ubicado en la provincia del Neuquén en los departamentos de Confluencia y Añelo. Geográficamente se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y a ambos márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia, y 100 km al NNE de la localidad de Plaza Huincul-Cutral C6. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo (figura 1).

YPF S.A. tiene el 100% de participación de este bloque y, además, lo opera.

Los pozos seleccionados para esta prueba se encuentran ubicados en el sector central y sudeste del yacimiento.

Estratigrafía

La Cuenca Neuquina representa una extensa cuenca de tras-arco desarrollada durante gran parte de su historia entre un arco magmático situado al Oeste y el antepaís constituido por el Macizo Nordpatagónico y el Sistema de la Sierra Pintada, al Sur y el Este respectivamente (Legarre-

ta y Gulisano, 1988, Uliana y Legarreta, 1993). El relleno sedimentario de la cuenca comprende depósitos continentales y marinos que van desde el Triásico superior al Terciario inferior (figura 2).

La columna estratigráfica en la zona de estudio la podemos sintetizar en orden decreciente de antigüedad:

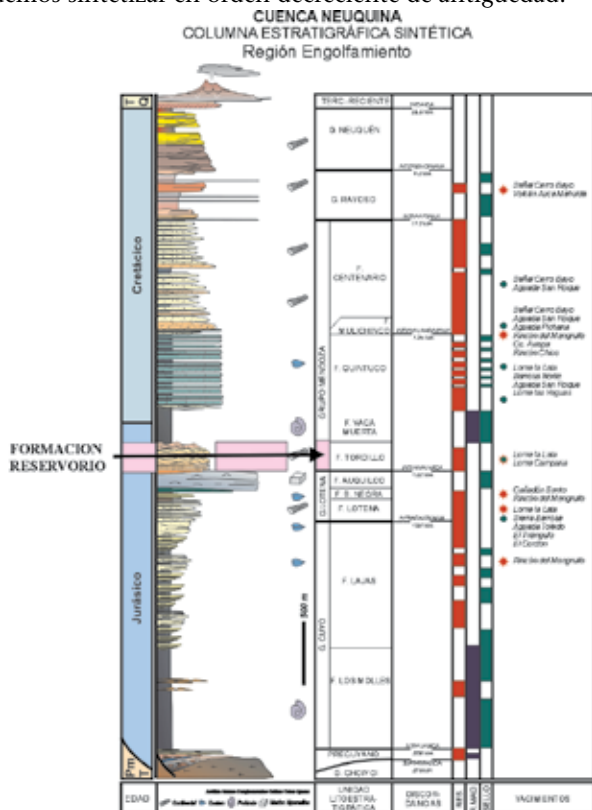


Figura 2. Columna estratigráfica tipo del área centro de la cuenca.

Grupo Lotena: comprende a las formaciones Lotena (areniscas y pelitas), Barda Negra (calizas) y Auquilco (yeso).

Formación Tordillo: formada principalmente por areniscas de grano fino, asignadas a un ambiente eólico, correspondiente al Jurásico superior. Históricamente la formación Tordillo ha sido denominada en subsuelo con dos nombres formacionales distintos: formación Catriel para sus facies impermeables y formación Sierras Blancas para las permeables.

Formación Quintuco-Vaca Muerta: esta secuencia corresponde a una importante ingresión marina de

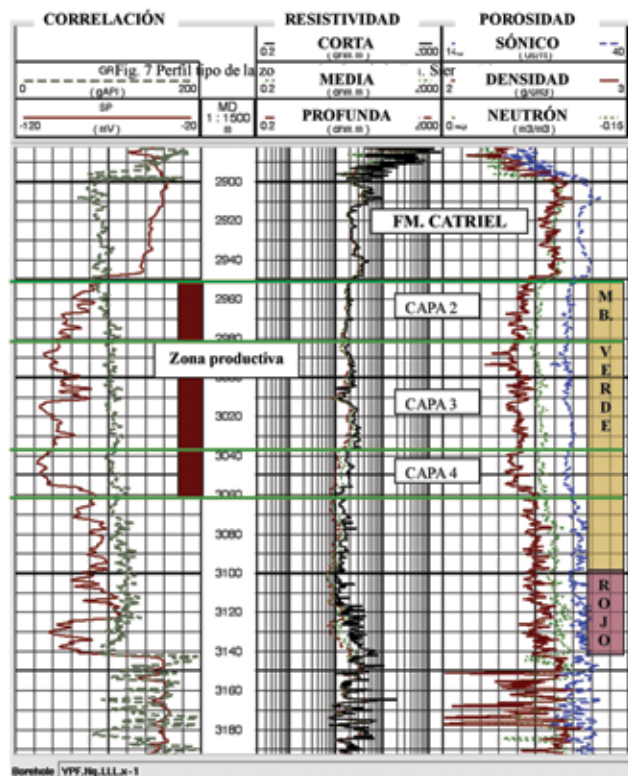


Figura 3. División estratigráfica local, según su visualización a través de perfiles.



Somos una empresa dedicada a brindar soluciones creativas e inteligentes para la Industria del Petróleo, Gas y Minería.

Scrapers

- Separación de batches.
- Limpieza general de ductos.
- Calibración geométrica.

Servicios

- Asesoramiento técnico.
- Asistencia en campo.
- Servicio de limpieza y calibración de ductos.
- Análisis e interpretación de inspecciones ILI.
- Capacitación: Integridad, Verificación de Defectos, etc.



Conozca nuestros productos y servicios en www.molepigs.com | info@molepigs.com | (54 11) 3969 7165

UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERÍAS Y PLANTAS PETROQUÍMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refinerías y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

edad Jurásica superior a Cretácico inferior y está compuesta por arcillitas, fangolitas, calizas y areniscas calcáreas de plataforma carbonática, que son las principales rocas generadoras de la cuenca.

Descripción del reservorio

La mineralización se encuentra en la formación Sierras Blancas de 220 m de espesor promedio y resulta de una combinación de trampa estructural/estratigráfica-diagenética y se emplaza en el flanco nororiental de un gran anticlinal de forma cómica denominado alto de Sauzal Bónico, que presenta, en términos generales, un buzamiento no mayor a 4° en dirección NE (figura 4).

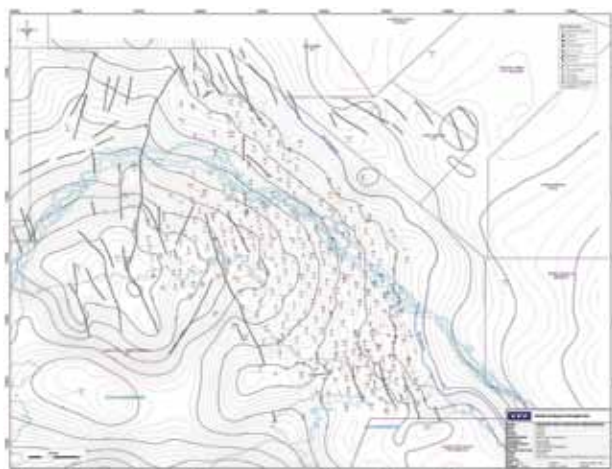


Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Sierras Blancas.

Inicialmente, la formación Sierras Blancas fue subdividida en dos miembros: rojo en el tramo inferior y el verde en el superior. Este último es el reservorio del yacimiento Loma La Lata (Muñoz et ál., 1984, De Vera et ál., 1996).

En trabajos posteriores (Maretto et ál., 2005), se determinó que en el ámbito de Loma La Lata, existirían al menos 2 secuencias con 4 subunidades, claramente diferenciables. Una secuencia inferior, que involucraría el miembro rojo y que se denominó como capas 4 y 5, incluiría dos subunidades: una fluvial a la base y un sistema de dunas de tipo barjanoide hacia el techo.

La secuencia superior incluye al miembro verde y la formación Catriel, que fueron denominados capas 2 y 3 (figura 3), correspondientes a cuerpos de dunas e interdunas, que presentan altos valores de permeabilidad (hasta 50 mD).

Las propiedades petrofísicas de los reservorios se encuentran fuertemente controladas por eventos diagenéticos más que por procesos depositacionales. Como consecuencia los *cutt off* de porosidad pueden llegar a 6,5% y los de permeabilidad de 0,01 mD.

Una condición limitante muy importante que se consideró en la selección de los pozos por reparar fue el contacto agua-gas que en el sector sureste del yacimiento se ubica entre 2.710 a 2.740 mbnm.

Esquema de pozo

La mayoría de los pozos son desviados en forma de S, siendo verticales en la zona de interés. La terminación

está compuesta por una cañería intermedia de 7" hasta el tope de la formación Quintuco, aproximadamente entre los 1.800 a 2.200 m, seguida de un *liner* de 5" hasta la profundidad final del pozo. Luego de bajar el *liner* es cementado a través de toda la zona productiva.

El pozo es finalmente terminado con un *packer* de 7" colocado por sobre el colgador del *liner* con un *tubing* de producción de 2 7/8" hasta superficie. Debajo del *packer*, generalmente, queda una cañería de extensión de 2 7/8" o 2 3/8" hasta unos metros por encima de la zona de interés.

El intervalo de interés es punzado a través del *tubing* y luego estimulado con fractura hidráulica. Después de la estimulación, el pozo es puesto en producción.

Tratamientos anteriores

En los últimos 10 años, los tratamientos han evolucionado en función de los cambios en las condiciones del reservorio, de las tecnologías y de los conocimientos disponibles, basándose en diferentes concepciones de diseños.

Considerando la presión existente, se diseñaron fracturas no muy largas. Luego, se incrementó el largo y la conductividad del *near wellbore*. Con la aparición de nuevos fluidos se optimizó el volumen de las fracturas y se incrementó aún más la conductividad en el NWB, pero rápidamente se observó que dicho incremento excesivo de la concentración no generaba un mayor incremento de producción.

En todos los casos, el volumen de los tratamientos es variable ya que el espesor de "*net pay*" varía a lo largo del yacimiento y las fracturas deben quedar por encima del nivel de agua. Sin embargo, la tendencia actual fue reducir el volumen total de fluido y también reducir fuertemente el porcentaje del *pad* dentro de este total.

Resultados de la campaña de reparaciones

Se evaluaron distintas alternativas: fracturas hidráulicas con geles *crosslinkados*, base agua, sin energizar y energizados con CO₂ o N₂, etc. Luego se seleccionaron los 11 pozos candidatos y se programaron y realizaron las fracturas utilizando las distintas alternativas descriptas. El resultado general de la campaña fue muy bueno. Entre varias conclusiones, mencionamos dos muy importantes: confirmar el límite de presión de fractura necesario para obtener resultados positivos y la metodología de fractura con mejores resultados y costos más bajos.

En la tabla 1, se describen las estimulaciones realizadas.

Un solo pozo (el número 5) no respondió a la estimulación programada, quedó sin producción, tres quedaron con una producción diaria menor a los 30.000 m³/d de gas y los restantes 7 con producciones que variaron entre 110.000 a 50.000 m³/d.

A partir de estos resultados, se pudo establecer 70 kg/cm² como límite de presión necesaria para estimular y el tratamiento con mejor respuesta fue la energizada con N₂, el cual trataremos en detalle.

Tratamientos con baja presión de reservorio

Descripción del fluido

El fluido inyectado durante el bombeo filtra desde las



Inspección de obra Un Sello de excelencia en toda la industria

El asesoramiento de una tercera parte independiente es fundamental para las empresas que buscan la verificación del cumplimiento de sus equipamientos, de las normativas y códigos nacionales e internacionales. Bureau Veritas le brinda una garantía de calidad y seguridad con un completo servicio de inspección en obra, asegurando altos niveles en el diseño, manufactura, operación y mantenimiento del proyecto.

Le ayudamos a promover eficiencia, limitar las interrupciones en el proceso de construcción para una puesta en marcha en tiempo real, y construir una imagen libre de incidentes para su empresa.

La división de OIL & Gas y Energía de Bureau Veritas agradece a sus clientes: ENARSA, YPF, TGS, TGN, CAMUZZI la confianza depositada en estos años al permitirnos brindar servicios de Asistencia Técnica, Revisión de Ingeniería, Inspección de Obra, Inspección de Montaje y puesta en marcha de sus obras.

011 4000 8000

www.bureauveritas.com/oilandgas
jorge.valanzuela@ar.bureauveritas.com

Move Forward with Confidence



**BUREAU
VERITAS**

Pozo	Fecha	Zona punzada m	Compañía	Tipo de fractura	Datos de la fractura	Bolsas		Presión de reservorio kg/cm ²
						Programadas	A formación	
1	29-Feb-08	2993 / 3005	1	Convencional	Pres.Rupt.: 2170 psi, Pres.Máx.: 8500 psi, Pres. Fin.: 8500 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 0 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 5400 psi, Caudal Prom.: 22 bbl-min, Potencia Prom: 2779 HHP, Colchón: 14000 gal, Tratam.: 15000 gal, Desplaz.: 0 gal	742	562 Arenamiento	165
2	14-Mar-08	3003 / 3076	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 8870 psi, Pres. Fin.: 8870 psi, P.C.I.: 7620 psi, P.C.F.: 0 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 7250 psi, Caudal Prom.: 19 bbl-min, Potencia Prom: 3376 HHP, Colchón: 8484 gal, Tratam.: 11907 gal, Desplaz.: 2091 gal	1045	1026	69
3	25-May-08	3139.2 / 3145.2	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 9000 psi, Pres. Fin.: 9000 psi, P.C.I.: 5550 psi, P.C.F.: 500 psi @ 2 min., Pres.Prom.: 5100 psi, Caudal Prom.: 19.3 bbl-min, Potencia Prom: 2413 HHP, Colchón: 10500 gal, Tratam.: 14230 gal, Desplaz.: 0 gal	1379	1114 Arenamiento	70
4	15-May-08	3010 / 3045	1	Convencional	Pres.Rupt.: 5000 psi, Pres.Máx.: 6560 psi, Pres. Fin.: 5140 psi, P.C.I.: 2930 psi, P.C.F.: 3400 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4800 psi, Caudal Prom.: 24 bbl-min, Potencia Prom: 2824 HHP, Colchón: 22000 gal, Tratam.: 25600 gal, Desplaz.: 3623 gal	1640	1639	132
5	16-Jun-08	2961 / 2967	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 5500 psi, Pres. Fin.: 5120 psi, P.C.I.: 3000 psi, P.C.F.: 1400 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 5000 psi, Caudal Prom.: 18 bbl-min, Potencia Prom: 2206 HHP, Colchón: 8789 gal, Tratam.: 15520 gal, Desplaz.: 1890 gal	1424	1400	60
6	15-Jun-09	3021 / 3072	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 4866 psi, Pres.Máx.: 6560 psi, Pres. Fin.: 4766 psi, P.C.I.: 2323 psi, P.C.F.: 6490 psi @ 5 min., Pres.Prom.: 5300 psi, Caudal Prom.: 12 bbl-min, Potencia Prom: 1819 HHP, Colchón: 21000 gal, Tratam.: 24140 gal, Desplaz.: 2315 gal	1360	1360	305
7	22-Ene-09	3028 / 3050	3	Convencional	Pres.Rupt.: 830 psi, Pres.Máx.: 4850 psi, Pres. Fin.: 3172 psi, P.C.I.: 4850 psi, P.C.F.: 1350 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 3600 psi, Caudal Prom.: 24.5 bbl-min, Potencia Prom: 2206 HHP, Colchón: 20850 gal, Tratam.: 25050 gal, Desplaz.: 3700 gal	1541	1541	90
8	22-Jun-09	3046 / 3103	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 7400 psi, Pres. Fin.: 3461 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 7400 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 3464 psi, Caudal Prom.: 16 bbl-min, Potencia Prom: 1326 HHP, Colchón: 13650 gal, Tratam.: 16768 gal, Desplaz.: 546 gal	1520	1277 Arenamiento	100
9	27-Oct-09	3136 / 3185	3	Convencional	Pres.Rupt.: 2820 psi, Pres.Máx.: 7370 psi, Pres. Fin.: 5287 psi, P.C.I.: 7218 psi, P.C.F.: 5049 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4100 psi, Caudal Prom.: 18.2 bbl-min, Potencia Prom: 2080 HHP, Colchón: 20075 gal, Tratam.: 12389 gal, Desplaz.: 0 gal	652	454 Arenamiento	120
10	09-Nov-09	3031 / 3044.5	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 4180 psi, Pres. Fin.: 4180 psi, P.C.I.: 2000 psi, P.C.F.: 840 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 3500 psi, Caudal Prom.: 15 bbl-min, Potencia Prom: 1475 HHP, Colchón: 35093 gal, Tratam.: 22593 gal, Desplaz.: 9030 gal	906	906	100
11	03-May-08	3036 / 3058.5	1	Convencional	Pres.Rupt.: 5100 psi, Pres.Máx.: 4700 psi, Pres. Fin.: 4700 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 1070 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4000 psi, Caudal Prom.: 22 bbl-min, Potencia Prom: 2157 HHP, Colchón: 23000 gal, Tratam.: 24090 gal, Desplaz.: 2436 gal	1520	1520	140

Tabla 1. Resumen de las estimulaciones realizadas en la campaña.

caras de la fractura hacia la formación lo que reduce la permeabilidad relativa al gas en la región invadida. Bajo circunstancias ideales, este daño puede ser removido fácilmente dado que la caída de presión (DP) a través de la zona dañada es suficiente para poner en movimiento este fluido y así recuperar la mayor parte. Desafortunadamente, en los casos de baja presión de reservorio no ocurrirá lo mismo. La caída de presión en la zona invadida no será suficiente para remover el daño.

La solución en este caso es el empleo de un fluido energizado que permita crear cierta saturación de gas en la zona invadida o de daño y, así, facilitar la recuperación del fluido de fractura.

La permeabilidad en la formación Sierras Blancas varía entre valores moderados a altos, por lo cual se trata de crear fracturas con alta conductividad. Los tratamientos convencionales son llevados a cabo con fluido base agua y concentraciones finales de agente de sostén que van de las 12 lb/gal a las 16 lb/gal. Los valores de presión de cierre, típicamente varían entre 4.500 y 6.000 psi, por lo cual se emplea arena bauxita malla 20/40.

En los pozos donde la presión de reservorio está por debajo de su valor original se ha denotado devolución de agente de sostén seguido del tratamiento de fractura

hidráulica, lo cual se ha minimizado mediante técnicas presentes en la industria.

Por lo expresado anteriormente, el diseño de estimulación de fractura hidráulica adecuado debe contemplar:

- Energía en el fluido de fractura.
- Un fluido con buenas características de transporte del agente de sostén.
- La minimización de la devolución del agente de sostén postratamiento.

Las mezclas de fluidos con porcentaje de gas en condiciones de fondo superior al 52%, fluidos denominados espumados, tienen limitaciones en la capacidad de transporte del agente de sostén. Este límite podría fijarse entre las 5 lb/gal y las 7 lb/gal dentro de la fractura. Para lograr el transporte de mayores concentraciones de agente de sostén se decidió energizar el fluido base con porcentajes de gas que varían de un 15% a un 40% dependiendo de la presión de reservorio presente. De esta forma la capacidad de transporte del agente de sostén queda en función directa del fluido base utilizado. Los trabajos realizados utilizaron como fluido base un gel reticulado de baja carga polimérica que, según el grado de depletación del pozo, variaba de 20 a 25 lb/1.000 gal.

El fluido fue energizado mediante gas nitrógeno (N_2). Este se bombea en fase gaseosa y no es reactivo en formación. Este trabajo sienta un precedente para la utilización del nitrógeno en altas temperaturas (225 °F) y profundidades (3.000 m). En la literatura, existen numerosas comparaciones entre la utilización del nitrógeno y la del dióxido de carbono para energizar el fluido. No existe un modelo matemático para describir el porcentaje de gas nitrógeno que filtra en las caras de las fracturas. Sin embargo, se considera que este filtrado es el mecanismo que permite que el nitrógeno ponga en movimiento el fluido dentro de la zona de daño.

En la tabla 2 podemos apreciar un tratamiento típico. En todos los casos se realiza un primer bombeo de calibración y se observa la declinación de presión. De esta forma, se descartan problemas de fricción y se ajustan diferentes parámetros como el porcentaje del colchón en función del *leak off* observado, el caudal, etc. La experiencia nos indicó que la formación Sierras Blancas presenta cierta sensibilidad a los cambios de caudales por lo que se programó realizar un único cambio en el caudal de nitrógeno y de líquido antes de comenzar con la primera concentración de agente de sostén. El porcentaje promedio de N_2 para el caso típico es de 35%. La tabla 3 muestra las condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento.

Agente de sostén

En las últimas concentraciones se utilizó un agente de sostén especialmente diseñado para minimizar su devolución durante la vida productiva del pozo. Este agente de sostén contiene un 20% de su mismo material, bauxita, pero con forma angular. El angulado de un cierto porcentaje de los granos del agente de sostén interactúa con los granos esféricos y generan una especie de trabado que disminuye el movimiento de granos hacia el pozo, una vez que la fractura ha cerrado y que el pozo se ha puesto en producción.

Limpieza posfractura

Para disminuir el tiempo de permanencia del fluido en formación, reducir los tiempos de limpieza y los costos de la operación es necesario abrir el pozo inmediatamente, de este modo se aprovecha la energía remanente otorgada por la expansión del nitrógeno. Esta energía permite poner en movimiento el fluido en la zona cercana a la cara de la fractura,

sobrepasar los efectos de capilaridad y aumentar la recuperación del fluido de fractura.

La apertura del pozo se realiza en forma controlada y bajo la técnica de cierre forzado.

Para la apertura inmediata de los pozos postratamiento fue necesario diseñar un cabezal especial. Este cabezal permite que una vez finalizada la operación, se cierran las líneas de fractura, y seguidamente se fluye el pozo a través de una omega, controlando la apertura mediante un orificio preestablecido. La figura 5 presenta el diseño implementado para las estimulaciones realizadas.

Se coloca, además, un cabezal de presión para permitir el monitoreo continuo de la presión de boca de pozo du-



Brindando soluciones integrales de perforación y gerenciamiento en la industria del petróleo y gas de Latinoamérica, durante más de 50 años.



www.sanantoniointernacional.com

ARGENTINA / BOLIVIA / PERÚ / ECUADOR
COLOMBIA / VENEZUELA / MÉXICO

Etapa	Fluido	Volumen en el fondo		Concentración arena (lb/gal)		Arena		Caudal N ₂	Caudal sucio
	(l)	(gas)	(Sup.)	Fdo	Bls	Tipo	(scfm)	(bpm)	
Minifrac	Gel reticulado 20#	6.000	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0	
DZTO	Gel lineal 20#	3.330	0.0	0.0	0.0		0	0.0	
Parada		0	0.0	0.0	0.0		0	0.0	
Pad	Gel reticulado 20#	20.000	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0	
1° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	1.4	1.0	30.0	B	7.044	14.4	
2° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	2.9	2.0	60.0	B	7.033	14.4	
3° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	4.3	3.0	90.0	B	7.022	14.4	
4° ETAPA	Gel reticulado 20#	5.000	5.9	4.0	200.0	B	7.012	14.4	
5° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	7.5	5.0	150.0	B	7.003	14.4	
6° ETAPA	Gel reticulado 20#	2.000	7.6	5.0	100.0	B FC	7.267	14.2	
7° ETAPA	Gel reticulado 20#	2.000	9.2	6.0	120.0	B FC	7.260	14.2	
8° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.500	10.9	7.0	105.0	B FC	7.253	14.2	
9° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.000	12.7	8.0	80.0	B FC	7.247	14.2	
10° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.000	14.5	9.0	90.0	B FC	7.242	14.3	
DZTO	Gel lineal	3.330	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0	

B: Bauxita 20/40

B FC: Bauxita 20/40 con control de producción de arena.

Tabla 2. Diseño de estimulación de fractura hidráulica típico.

rante su fluencia. El circuito también permite la limpieza de los equipos de fractura sin la necesidad de desarmar y reconectar líneas de bombeo.

Los pozos son abiertos inicialmente por orificios de 4 mm. Si en el tiempo aproximado de 6 horas no se observa devolución de agente de sostén, se los pasa a 6 mm por un tiempo de ensayo de 24 horas. Luego de este tiempo, se incrementan los diámetros de orificio a 8 mm y 10 mm durante el mismo período de tiempo.

Punzados (m):	3031-3044	Gradiente fractura (psi/ft):	0.5
Presión reservorio (psi):	1.620	NVF:	1.260
Permeabilidad (md):	0.5	Temperatura (°F):	225

Tabla 3. Condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento.

Conclusiones

- El uso de nitrógeno en los tratamientos de fractura reduce drásticamente los tiempos de limpieza del pozo postratamiento. Asimismo, permite obtener una alta conductividad de la fractura a través del transporte de altas concentraciones de agente de sostén.
- Esta metodología impacta en el rendimiento de la producción de los pozos con un aumento significativo en el caudal de gas inicial. La aceleración en la producción de gas obtenida se traduce directamente en un beneficio económico que hace viable proyectos dirigidos al desarrollo de yacimientos de gas maduros depletados. La mínima presión para poder estimular y obtener una respuesta positiva de la producción fue determinada para este reservorio de 70 kg/cm².

LOGÍSTICA DEL ABASTECIMIENTO

ADUANA

INDUSTRIA

FLETES



Devco

Logística del abastecimiento

REPRESENTACIONES

EXPORTACIONES

IMPORTACIONES

40 AÑOS DE EXPERIENCIA EN E&P

DEVCO Av. De Mayo 666, C.A.B.A. (54-11)5128-7000

www.devco.com.ar

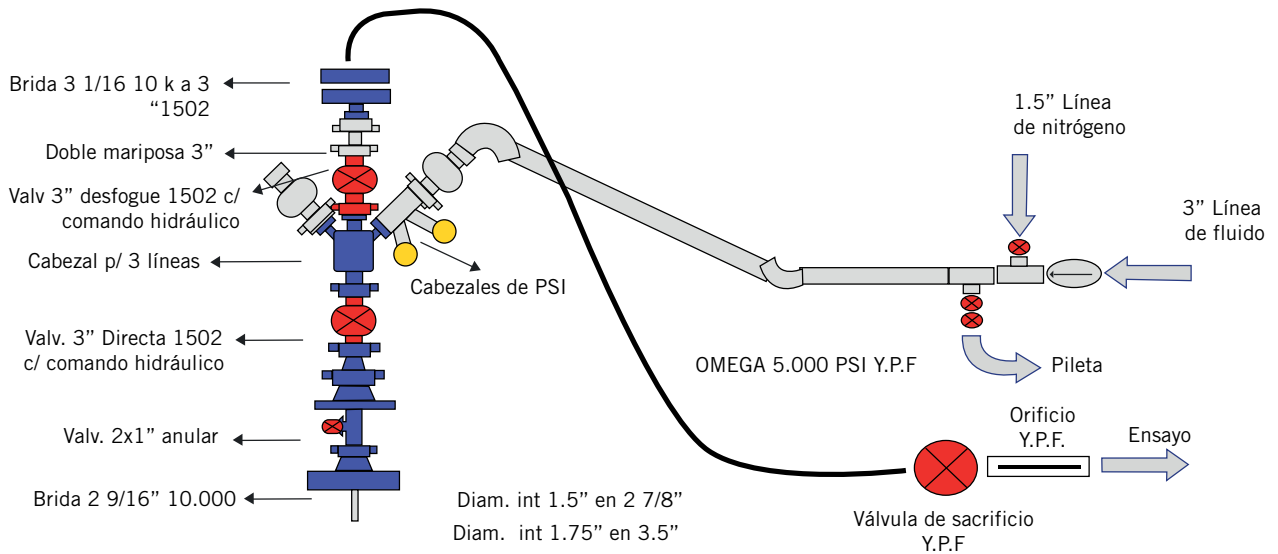


Figura 5. Esquema de cabeza de pozo y de líneas para estimulación con N₂.

- Esta metodología de fractura permite una recuperación más rápida del fluido de fractura inyectado respecto a los demás tratamientos convencionales hasta el momento realizados.
- Indirectamente, esta metodología trajo un ahorro importante en tiempos y costos en la etapa de terminación, ya que no fue necesario recurrir al *coiled tubing* para poner en marcha la fluencia de la fractura realizada, situación que no se puede evitar con fracturas convencionales donde siempre se debe recurrir a un gas *lift* para la fluencia.
- La metodología de trabajo permite realizar el bombeo del tratamiento a través de la instalación final de producción que evita ahogos o maniobras posteriores que demoran la puesta en producción del pozo. ■

Agradecimientos

Agradecemos a YPF S.A. y a Baker Hughes la autorización para la publicación de este trabajo y a todos aquellos que, de una forma u otra, ayudaron a su confección.

Bibliografía

- De Vera, H., A. Limeres, J. Calarco, M. Grinberg y S. Cottone, 1996. *Estudio de reservorio campo Loma La Lata – gas*. Informe inédito YPF.
- Economides, Michael J. y Tony Martin, 2007. *Modern Fracturing – Enhancing Natural Gas Producing*-Chapter 7, “Fracturing Fluids and Formation Damage”.
- Friehauf, Kile E. and Mukul M. Sharma, 2009. *Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures*. SPE 124361. University of Texas at Austin.
- Hechem, Jorge J. y Ricardo Veiga, 2002. *Loma La Lata, enseñanzas del pasado y algunas preguntas para el*

- futuro*. V.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.
- Legarreta, L y C. Gulisano, 1988. *Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior)*, Argentina. X.º Congreso Geológico Argentino, Tucumán.
- Maretto, H. y H. De Vera, 2001. *Bitumen y comportamiento de pozos en el yacimiento Loma La Lata: sumario y análisis de nueva información*. BIP, (en prensa).
- Maretto, H y L. Rodríguez, 2005. *Yacimiento Loma La Lata, descripción de las condiciones de acumulación en la formación Sierras Blancas*. VI.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Mar del Plata, Argentina. pp. 271-288.
- Muñoz, M., M. Giusiano y A. Conti Persino, 1984. *El origen eólico de la formación Tordillo (miembro Verde), en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén*. IX.º Congreso Geológico Argentino, Actas V: 315-323.
- Peroni, G., J. Di Mario y C. Arregui, 1984. *Estudio estadístico de perfiles de buzamiento aplicado al análisis de paleoambientes-Formación Tordillo (Cuenca Neuquina), provincia del Neuquén*. IX.º Congreso Geológico Argentino, Actas V: 243-257.
- Uliana, M. A. and L. Legarreta, 1993. “Hydrocarbon Habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean Setting: Neuquén Basin, Argentina”. *Journal of Petroleum Geology*. Vol. 16 (4):397-420.
- Veiga, R., H. Maretto y H. Verzi, 2001. “Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina)”. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Año XVIII, N°67:50-63.
- Veiga, Ricardo, Hernán Verzi y Hernán Maretto, 2003. *Yacimiento Loma La Lata. Modelado Bidimensional en el Ámbito Central de la Cuenca Neuquina*. Argentina. YPF. Informe inédito.



Mesa redonda I

Panorama latinoamericano de la perforación

Especialistas de toda la región se refirieron a la situación actual de su especialidad, así como de sus proyecciones a corto, mediano y largo plazo.

Luis Valderrama, Ecopetrol (Colombia)

Se refirió a las reservas de Colombia, a sus yacimientos y a los planes de la empresa y del país.

“La mayoría de los descubrimientos en Colombia se dieron entre 1970 y 1990, algunos campos descubridores en Colombia aportaron mucho en el país. Esto, en términos de petróleo original; en cuanto al tema de recobro, es importante mencionar que en 1980 era del 40%, algo muy alto para la industria.

“Esto nos deja un análisis que dice que el 76% de los campos que se han descubierto en Colombia aún no están desarrollados o no están maduros. Sólo el 24% restante está en la fase de campos maduros; esto nos permite concluir que la perforación es uno de los factores más importantes para la empresa, este año y los siguientes.

“El marco estratégico de la empresa trabaja con la idea de tener 1.300.000 barriles por día hasta 2020 y decimos barriles ‘limpios’, es decir, cero accidentes y cero problemas ambientales. Cuando planteamos las metas hace unos años, siempre se quiso mencionar por encima del aspecto de producción estos dos puntos: cuidar a nuestra gente y al Medio Ambiente.

“Hoy tenemos cuatro equipos de perforación que varían entre 1.000 y 1.500 caballos de potencia. El año pasado logramos perforar 340 pozos, este año, en julio ya íbamos por los 140 pozos y esperamos lograr 288 más a finales de año. En los 60 años de historia que tiene la empresa, sin duda este ha sido el mejor, y esperamos en 2014 y 2015 aumentar aún más la cantidad de pozos y equipos para contratar. Unos 30 de los 288 pozos que planeamos realizar serán exploratorios y tres de ellos, no convencionales.

“Es que durante 2011 y 2012 perforamos el primer pozo de reservorios no convencionales, de *shale gas*. Tuvimos buenos resultados, muy alentadores, tal es así, que en este tiempo hasta fin de año, haremos tres pozos más y en 2013, tres más. Si la campaña en hidrocarburos no convencionales es exitosa como esperamos, se buscará desarrollar un proyecto masivo de *shale gas* en el centro del país. La idea es contratar ocho equipos adicionales.

“El yacimiento en que recuperamos el 70% es un yacimiento de extracción artificial, es una recuperación secundaria, pero con una desviación en el objetivo inicial. Hay otra área en Colombia donde estamos llegando a los 87° de pozos perforados, con diámetros de 6 pulgadas y queremos aumentar 8 veces la productividad del pozo, pero que los gastos no se dupliquen. Hemos tenido grandes éxitos tempranos, y la zona es toda de arcilla, lo que hace más complicado todo, pero queremos seguir desarrollando este yacimiento. Aún no llegamos al pico, es un yacimiento de crudo pesado y todavía no logramos el objetivo que nos propusimos.

“El grupo empresarial de Ecopetrol maneja el 45% de toda la flota de equipos del total del país y prácticamente en el total de las cuencas existentes. Para 2013 y 2015, esperamos que la actividad aumente, por lo que esperamos llegar a los 43 equipos de perforación y 400 pozos, el orden es de 40 pozos exploratorios en los próximos años.

“Lógicamente, las compañías de servicios deberían aumentar, y están llegando muchas al país. La inversión subirá a los 1.500 millones de dólares hasta 2015.

“El tema de la experiencia es crucial: muchas de las operaciones se vieron afectadas porque, a pesar de contratar personal con experiencia, no alcanzó. Tenemos planes de entrenamiento, necesitamos rápidamente llevarlos a las ejecuciones.

“En cuanto a la seguridad, se requiere de mucho rigor debido a que hay nuevos jugadores llegando al país y los trabajos deben hacerse de la mejor manera y con la seguridad que el tema requiere.

“Acerca de la maquinaria que estamos necesitando de cara a 2013, son equipos automatizados para que las personas no se expongan a accidentes. En cuanto a tecnología, hemos limitado un poco el desarrollo precisamente para darle espacio a la prueba de la tecnología, es decir, proveerle al contratista de mucho margen de error para que estas tecnologías sean probadas.

“Buscamos equipos de perforación ágiles, hemos perdido mucho tiempo por el tema de la movilización de equipos, así que estamos buscando los más veloces que hallemos, de cargas livianas y que nos optimicen los tiempos de movilización. Con la cantidad de nuevas empresas que están llegando al país, el ambiente se hace mucho más dinámico y se necesita más esfuerzo.

“Hay muchas variables que controlar en la perforación, en nuestra situación actual se puede enumerar: poco tiempo, poca cantidad de personal capacitado y más zonas de riesgos y aun así tomamos las mejores decisiones que se pueden. Pero indudablemente estamos atravesando una excelente oportunidad, dado que todo el conocimiento que está llegando a Colombia servirá para explotar aún mejor las reservas, es un momento favorable para la inversión.

“En cuanto a las ejecuciones y los tiempos, los de categoría 1, 2 y 3 los estamos haciendo en el tiempo que consideramos desde un primer momento, mientras que los de categoría 4 y 5 requieren de otro tipo de plan y nos han costado mucho más tiempo para ejecutarlos.

“Queremos estandarizar las lecciones aprendidas, que están siendo llevadas a cabo rigurosamente para poder brindar una buena base de información para los profesionales del petróleo y del gas, para así lograr un entrenamiento mucho más rápido.

“Sobre el *offshore*, una de las empresas de Ecopetrol está en este momento perforando un pozo en aguas someras en el Caribe colombiano noroeste; y Ecopetrol, en 2014. Las expectativas son muy altas, ya que los estudios dicen que hay una roca donde puede estar lo que buscamos.

“Como conclusiones, podemos enumerar que existe la materia prima, que existen las reservas, y que la mayoría de los campos requieren de mucha actividad de perforación para poder tener una buena producción. Es una oportunidad para formar buenos profesionales para la región. Vamos a mover la actividad hacia el este del país, en el límite con Venezuela, son zonas inhóspitas y queremos trabajarlas siempre cuidando el Medio Ambiente.

“La tecnología es importante, pero para nosotros el principal capital es el humano ya que creemos que es la base del éxito. ‘Cuidar y cuidarte’ es nuestro lema para evitar accidentes y tener una *performance* exitosa”.

Juan Alfredo Ríos, Pemex (México)

Detalló la situación de la perforación en México, tanto en el presente como a corto, mediano y largo plazo.

“Voy a presentar la situación actual y futura que tenemos con la perforación en México: los logros alcanzados a la fecha, los retos, los niveles actuales de producción de hidrocarburos, para restituir las reservas y alcanzar el desarrollo sustentable, teniendo en cuenta que la misión de nuestra empresa es maximizar el valor económico de los activos petroleros y de los hidrocarburos de la Nación, satisfaciendo la calidad de los productos hidrocarburi-



ros, todo ello en un marco estricto de seguridad, armonía con la comunidad y protección del Medio Ambiente.

“Nuestra actividad tiene lugar en la costa del Golfo de México y en la zona marina norte, la región sur, la noeste y la sudoeste. Esas actividades son de perforación, reparación, terminación y servicios a los pozos; la actividad exploratoria está dividida en la costa del Golfo de México y en la frontera norte con los Estados Unidos.

“Nuestra producción petrolera estaba en 2.541.000 barriles por día: la región marina nordeste es la que más contribuye, le siguen la región sudoeste y la sur, que produce los petróleos de mejor calidad. Por su parte, la producción de gas anda por los 6.333.000 millones de pies cúbicos por día y la composición está entre el 25%, en las dos marinas y la terrestre, y un poquito más en la parte norte, que es donde más gas se produce. En cuanto a la incorporación de reservas probadas, hacia 2008 estaban en 14.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente y, a la fecha, tenemos una restitución del 100%, lo que nos ha permitido mantener con vida 10 años de vida promedio de exportación.

“Tenemos el 66% de reserva desarrollada. Por ubicación, en las regiones marinas, tenemos el 60% de las reservas y el 40% en las terrestres, también por tipo de hidrocarburos, prácticamente el 73% es de crudo y el 27%, de gas. En las reservas por tipo, podemos observar que también nuestra reserva es para *deepwaters* en un 58%, en las cuencas del sudeste el 30%, en Burgos el 6% y el 4% en la Cuenca de Veracruz.

“Actualmente, tenemos en actividad 308 equipos: 126 son nuestros, son 105 terrestres y 16, plataformas empaquetadas en propiedad de Pemex –una, autoelevable. Contratamos a 105 equipos de diferentes empresas, de entre ellas unas 12 plataformas, 30 elevables y cinco semisumergibles. Tenemos unos 308 equipos para perforar,

reparar y terminar pozos. La estadística de perforación de los últimos cinco años ha ido creciendo, con 1.070 pozos promedio en el año. Para 2012 tenemos una proyección de 783 pozos. En cuanto a la contratación de terciarios, hemos incrementado en un 30% nuestra capacidad por esta razón.

“Para la parte de terminación, de manera similar a la perforación, estamos creciendo de forma progresiva y en reparaciones de mayores y menores, venimos con un crecimiento del 79%, al pasar de 2.522 reparaciones a 4.392 en este 2012. La unidad de negocios de perforación de Pemex cuenta con 217 unidades propias, tenemos cañería de acero, cementaciones y estimulaciones y tuberías de perforación flexibles.

“En materia de seguridad, contamos con un eficiente Sistema de Seguridad Salud y Protección Ambiental y nuestro número de accidentes ha ido en reducción. También hemos disminuido la frecuencia de accidentes, así como también el índice de gravedad.

“Acerca de las tecnologías que soportan nuestra actividad, fundamentalmente en *deepwaters*, la tecnología referida a ello ha venido a formar parte de nuestra cartera en los últimos ocho años, ya que la reserva de petróleo –el 58%– se encuentra en las aguas del Golfo de México. Nuestra actividad en aguas profundas se inició en 2003, al perforar un pozo con una plataforma de cuarta generación y ahora con tirantes de aguas. Hasta la fecha, tenemos 22 pozos perforados, de los cuales 12 son productores y ahora hay tres en ejecución.

“En lo que respecta a diseño, usamos como herramienta de soporte la metodología BCDSE para darle consistencia al diseño, a la ejecución y a la evaluación de los pozos que realizamos. Al igual que aquí, hemos comenzado a trabajar con *shale gas*, con seis pozos perforados y estamos en plena curva de aprendizaje en este tema. Al respecto, hay regulaciones en el país que debemos cumplir, ya que allí, donde tenemos *shale*, prácticamente no hay agua.

“Aún debemos mejorar la precisión de los trabajos para el petróleo con presión y este es un reto que queremos solucionar mediante estos mecanismos. Lo que nos ha incrementado las producciones son las fracturaciones en etapa, pasamos de 100 a 1.000 barriles por día.

“Las perspectivas de petróleo y gas que tenemos para los próximos ocho años es que pretendemos incrementar nuestra producción en un 11% en diferentes áreas de México; en cuanto al gas, la idea es mantenernos estables, en tanto no mejore el precio de este combustible.

“La incorporación de reservas es un gran reto, queremos llevarla de 13,8 a 16 y tener reservas por 32 años. De cara a los próximos cuatro años, pasarla de 16 a 17,3 e incrementar los recursos prospectivos a través de la perforación y de la explotación de hidrocarburos en *deepwaters*. Para cumplir esto, uno de los objetivos es incrementar las reservas, como ya dije, por medio de descubrimientos, para todo esto estamos acelerando la evaluación del potencial en el Golfo de México. La idea es hacer 36 pozos en aguas profundas en el corto tiempo, hasta 2018, para lo cual contamos con seis plataformas de sexta generación.

“La cartera de proyectos incrementará en un 21%, pasando de 1.070 pozos a 1.292. Por su parte, el escenario de la inversión pasará de 24,6 miles de millones de dóla-

res y lo incrementaremos en un 8%. Los ingresos totales de la empresa por venta de hidrocarburos ascendieron a 120 mil millones de dólares, lo que derivó en un panorama de inversión positivo para los próximos años, tan sólo en todo este año se van a invertir 19.700 millones de dólares para la producción.

“El pronóstico de producción de hidrocarburos también es favorable, dado que se espera un crecimiento de entre el 5% y el 10% por los próximos 10 años. El 58% de las reservas prospectivas, lo tenemos como parte de la cartera principal”.

Daniel Casalis, Petrobras (Argentina)

El presidente de la Comisión de Perforación del IAPG se centró en el panorama de la perforación en la Argentina en el pasado, el presente y el futuro.

“En un repaso desde 1995 a 2011 veremos lo que pasó, así como los avances tecnológicos y una proyección 2012-2013 y cuáles son los desafíos a futuro. Empezamos por los números promedio de equipos en nuestro país: entre 1995 y 1999 la actividad había caído un 62% para luego repuntar y ubicarse entre 2005 y 2007 con la que se mantiene hasta hoy; hubo altibajos en 1999, 2002 y 2009.

“Si bien la actividad de equipos de perforación se mantiene en una meseta, el total de equipos que tenemos trabajando entre perforaciones es de 200 a 220 equipos, como en 1995; estos altibajos, que obedecieron a distintas causas, han tenido que ver con nuestra actividad. En

1997 y 1998, la caída del WTI se reflejó en nuestras actividades; el precio del petróleo había caído fuertemente.

“Se apreció un repunte en 1999 y 2000, acompañando el crecimiento del valor del petróleo. En 1998 se vivió un primer desequilibrio debido a la crisis de los países asiáticos. La menor demanda de petróleo hizo caer la actividad en todo el mundo y no estuvimos exentos.

“En el 2000 tuvimos una nueva crisis, y está de más explicar qué pasó en estos años; la consecuente baja en la actividad de equipos activos hizo disminuir la actividad de pozos perforados, que luego fuimos recuperando en 2007, el mejor año. Pero en 2008 y 2009 ocurrió la crisis de los Estados Unidos, que también impactó en nuestra actividad. Es decir, que nos han golpeado tanto crisis internacionales como nacionales. En 2011 terminamos con 1.297 pozos perforados.

“En lo que hace a la exploración, en 1995 tuvimos 71 pozos exploratorios que representaban el 4,3% de la actividad y no superamos ese número hasta el año pasado, en que fue el 6,4%. Pero la media no superó el 5% en el país.

“La mayor producción la hemos tenido allá en 1998 y luego empezó a declinar fuertemente; desde entonces, la curva ha caído sistemáticamente a pesar de mejores precios del petróleo y de los pozos perforados. El año pasado la producción cayó fuertemente.

“Sin embargo, creo que tenemos una oportunidad con el *shale gas*. En esto sobresalen dos cuencas: la del Golfo San Jorge y la Neuquina, que son aquellas donde más pozos se perforan. La Cuenca del Golfo de San Jorge tiene la mayor actividad, si bien la Neuquina no le va en zaga. En el resto, la actividad es mínima.

“Resumiendo, en estos 16 años vemos que la actividad de pozos está influenciada por el precio del petróleo, por la economía externa e interna y el crecimiento de la actividad de equipos.



“Hoy se invierte menos en pozos nuevos o bien la cantidad de equipos está a tope. Pero hay un gran esfuerzo en concentrarse en mantener la producción, ya que nuestros campos están maduros y los pozos están declinando. Por eso tenemos un gran trabajo en las dos cuencas mencionadas y eso dificulta llevar adelante las operaciones en el resto de las cuencas, llámese equipo o logística.

“Veamos los avances tecnológicos que nos han acompañado en este tiempo: han irrumpido en mejoras en los materiales de corte, el diseño de brocas, el uso de equipos de perforación automáticos; en 2006 teníamos dos y hoy el 15% del mercado tiene este tipo de equipos. El uso de motores de fondo en todos sus diámetros, nuevos tipos de elastómeros, los sistemas de direccionamiento rotatorios... El uso de estos sistemas, permitió perforar pozos con distintos desafíos: horizontales de alcance de 5 kilómetros o 10 kilómetros; con mayor cantidad de grados, menor tiempo de trabajo... y se pudieron realizar muchísimas fracturas en muy poco tiempo.

“Veamos, ahora, la tendencia de cómo podemos terminar 2012 y cómo podemos llegar a 2013: creemos que la baja en 2012 se va a revertir, pensamos terminar con 1.360 pozos y ubicarnos nuevamente en lo que pasaba en 2007-2008, vemos una actividad creciente para 2013 pensando en 1.638 pozos para perforar en este año. Son datos que se obtuvieron en julio de 2012.

“Los próximos desafíos logísticos respecto de la perforación se verán en el equipamiento: en incrementar equipos, recursos y mano de obra. Otro desafío es aumentar la cantidad de equipos de fractura para tener más parques fracturadores en el país. En cuanto a las preocupaciones de las empresas de servicios, una es el mantenimiento y la obtención de repuestos; de nada vale tener más equipos, si no vamos a poder mantenerlos y conseguirles repuestos cuando se desgasten por el uso natural”.

Renato Da Silva Pinheiro, Petrobras (Brasil)

Voy a dar un panorama para Petrobras en los próximos años. Como nuestra actividad está centrada en la actividad *offshore* del Brasil, haré foco en el escenario marítimo sin entrar en el de tierra adentro.

Además, hablaré de las inversiones aprobadas por el Consejo de Administración de Petrobras para el nuevo Plan de Negocios 2012-2016.

Se han aprobado inversiones que totalizan los US\$ 236.500 millones, un promedio de 47.300 por año. La inversión para el sector gas y energía será de US\$ 13.800 millones hasta 2016, monto que representa el 5,8% del total que se va a invertir.

Este Plan se fundamenta en la gestión integrada de la cartera de proyectos de la compañía, y enfatiza desafíos operacionales, ambientales, etc.:

1. La recuperación de la curva de producción de crudo y gas natural.
2. La prioridad en proyectos de E&P de crudo y gas natural.
3. El cumplimiento y la perfecta alineación de las metas físicas y financieras de cada proyecto.
4. El desarrollo de los negocios de la empresa con indicadores financieros sólidos.

Disciplina de capital en los proyectos de inversión de Petrobras

El procedimiento de implementación de proyectos de la compañía requiere el desarrollo de tres fases antes de la aprobación final para el inicio de la construcción, estas son:

Fase I – Identificación de la oportunidad.

Fase II – Proyecto conceptual.

Fase III – Proyecto básico.

Al final de cada fase, a medida que se aumenta el nivel de madurez de las informaciones del proyecto, hay un “portal de decisión”, donde se tiene que comprobar su viabilidad y la agregación de valor a la cartera de la compañía, para, así, competir con otros proyectos por los recursos necesarios para avanzar a la fase siguiente.

La Fase IV sólo se pondrá en marcha cuando el proyecto confirme la viabilidad técnica y económica (aprobación de la Fase III). Como excepción se consideran los proyectos de E&P de petróleo en el Brasil, que podrán tener una autorización anticipada de recursos cuando esta medida contribuya a la aceleración de la producción de petróleo.

No hubo cancelación de proyectos. Las metas del plan se lograrán por medio de la gestión de la cartera, que pasó a clasificarse en dos grupos:

- Proyectos en implantación: todos los proyectos de E&P en el Brasil y de los demás segmentos que se encuentran en Fase IV. Totalizan US\$ 208,7 mil millones;
- Proyectos en evaluación: de los demás segmentos, actualmente en Fase I, II y III. Totalizan US\$ 27,8 mil millones.

Todos los proyectos del plan, en implantación y en evaluación, poseen una curva S (gráfico que representa la evolución física y financiera del proyecto) como referencia única de gestión, planificación, control y seguimiento en la compañía.

Programas de estructuración para el plan de negocio 2012-2016

El PN 2012-16 trae consigo tres programas de estructuración que dan sostenibilidad:

- (a) Programa de Aumento de la Eficiencia Operativa de la Cuenca de Campos: busca el aumento de la confiabilidad de entrega de la curva de petróleo, por medio de la mejora de los niveles de eficiencia operativa y de la integridad de los sistemas de producción de la cuenca.
- (b) Programa de Optimización de Costos Operativos: para identificar las oportunidades de reducción del costo con impacto relevante y perenne, en dos visiones: activos de producción (plataformas, refinerías y centrales termoeléctricas) y líneas de costos (*stock* de materiales y combustible, logística y gestión del mantenimiento).
- (c) Programa Gestión de Contenido Local: tiene por objeto aprovechar al máximo la capacidad competitiva de la industria nacional de bienes y servicios para atender las demandas del plan con plazos y costos adecuados a las mejores prácticas de mercado.

Meta de producción de petróleo y gas natural

La meta de producción de crudo, GNL (gas natural licuado) y gas natural, en el Brasil y en el exterior, es de 3,3 millones boe/día, de los cuales 3 millones boe/día son en el Brasil. En relación con la producción de crudo y GNL

en mi país, la expectativa es alcanzar una producción de 2,5 millones de bpd en 2016. Se espera que el mayor crecimiento de la producción ocurra a partir de 2014, con una expectativa de crecimiento de entre el 5% y el 6% a.a. para el período 2014-2016.

Para 2012 y 2013 la expectativa es que se mantenga la producción en línea con el nivel de 2011 (+/- 2%).

En el período 2012-2015, 12 nuevas unidades de producción (UEP) ya en construcción entran en operación, representando un incremento de 1,2 millones bpd de capacidad para Petrobras. A su vez, en el período 2016-2018, siete nuevos sistemas por año añaden 2,3 millones bpd más de capacidad para la compañía, lo que resultará en un nuevo nivel de crecimiento.

En relación con la meta de largo plazo, la expectativa es alcanzar en 2020 una producción total de 5,2 millones/boe/día de crudo y gas natural en el Brasil y 5,7 millones de boe/día considerando los activos en el extranjero. La participación de la fuerza de trabajo de Petrobras para alcanzar las metas del Plan de Negocios será valorada. El proceso anual de evaluación del desempeño de empleados se hará en función de las metas personales alineadas con el logro de los objetivos del plan.

Inversiones

El segmento de Exploración y Producción en el Brasil invertirá US\$ 131,6 mil millones, de los cuales el 69% será para el desarrollo de la producción; el 19%, para exploración y el 12%, para infraestructura. Las inversiones en el Pre-salt corresponden al 51% del total de E&P.

El segmento de Refinación, Transporte y Comercialización tiene inversiones de US\$ 51,7 mil millones para los proyectos en implementación. Los proyectos de expansión de la capacidad de refinación que entrarán en operación hasta 2016 son la Refinería Abreu e Lima y el Tren de Refinación del Complejo, que ya están en fase de implementación. La estrategia de la compañía sigue siendo la de mantener las metas de capacidad de refinación del plan anterior, buscando que las dos nuevas refinerías en evaluación se alineen con las métricas internacionales.

El segmento de Gas y Energía ha asignado en el plan US\$ 7,8 mil millones para los proyectos en implantación, que citamos a continuación: Unidad de Fertilizantes de Três Lagoas, Unidad de Producción de Fertilizante Sulfato de Amonio y la Central Termoeléctrica Baixada Fluminense. La implementación de los demás proyectos en desarrollo dependerá de la disponibilidad de gas natural nacional y de la competitividad de las termoeléctricas en las Subastas de Energía Nueva.

En el negocio de distribución se invertirán US\$ 3,3 mil millones, con énfasis en los proyectos de logística buscado acompañar el crecimiento del mercado interno y asegurar la posición de liderazgo en el sector.

En el ámbito internacional se invertirán aproximadamente US\$ 6 mil millones, considerando los proyectos en implementación, con énfasis en el segmento de E&P que representa el 83% de las inversiones. Además de los US\$ 236,5 mil millones del plan, quiero destacar que las inversiones que realizarán las empresas contratistas de Petrobras en las actividades de E&P serán de US\$ 34 mil millones en el período 2012-16. ■



B
BUHLMANN
TUBE SOLUTIONS

Stock en tubos y accesorios, de acero al carbono, acero inoxidable y aleaciones especiales.

Para la industria termoeléctrica, petroquímica y química.

we know how

Power | Chemical | Engineering | Shipyards | Oil & Gas | Projects

www.buhlmann-group.com
Germany | Austria | Finland | France | Great Britain | Italy
Netherlands | Russia | Argentina | China | Singapore | Thailand

BUHLMANN Argentina S.A.
Dardo Rocha 2418, Piso 2, B1540FTH Martínez, Buenos Aires, Argentina
Tel.: +5411 4717-6763, Fax: +5411 4717-5109, argentina@buhlmann-group.com



Mesa redonda II

Aspectos logísticos de la perforación

Profesionales de toda la región expusieron aspectos extremos o novedosos de la logística, ya sea en la selva, en el *offshore*, o en los reservorios no convencionales.

*Marianela Gómez Caso, YPF S.A.
(Argentina)*

Relató cómo maneja esta empresa la logística de las operaciones offshore, en relación con el Medio Ambiente y la Seguridad.

“En general es importante tener un plan de contingencia por derrame de hidrocarburos para poder llevar adelante una operación de remediación inmediata. Las prácticas indican que hay que esforzarse para que esto no ocurra, y si ocurre, el tiempo de respuesta debe ser el mínimo posible, porque esto asegura el mayor éxito.

“La prevención más eficaz consiste en asegurar que se tomen todas las medidas adecuadas para evitar un posible

derrame de hidrocarburos. Es obvio que esta prevención requiere de equipos de alta tecnología, que estén manejados por personal altamente capacitado. Sin embargo, los accidentes pueden ocurrir, por ello debemos contar con un plan de contingencia para asegurar una respuesta rápida y eficiente, con el propósito de prevenir cualquier daño al Medio Ambiente y a las comunidades, y preservar la biodiversidad.

“Como normativa contamos con el Plan Marco de Contingencia de la compañía, en el que se establecen diferentes puntos para tener en cuenta, desde los recursos humanos que se van a contratar hasta los mecánicos, la contemplación de las características del hidrocarburo y el estudio del ambiente en el que nos vamos a manejar. En tanto, a nivel nacional, existe una normativa –la Ordenanza 898 de Prefectura Naval Argentina– que es la autoridad de aplicación en todo lo que es *offshore*. El objetivo de este plan es que sea nacional y con todo el recurso que van a tener las empresas y que lo van a tener que compartir. Es decir, que si alguna otra empresa tiene algún incidente de derrame, nosotros tenemos la obligación de prestar todo el recurso que tenemos para nuestro proyecto para subsanar el problema que tenga esa compañía.

“Para cumplir con nuestros objetivos, necesitamos una política y responsabilidades para la ejecución de este plan, tener niveles de respuesta acordes a la contingencia, y estar organizados con otros organismos. Obviamente, es muy importante la capacitación, para que todo el personal esté en forma, a través de simulacros, revisiones y de una actualización permanente del plan de contingencias, ya sea de manera anual o semestral, según se necesite. Después, por cada cambio que tengamos, ya sea de equipamientos, de buques, etc., es necesaria una revisión y, en el mejor de los casos, una actualización de este plan.

“Todo esto está relacionado con identificar y evaluar los riesgos que tenemos en las etapas preparatorias, con el fin de bajar al mínimo los impactos y riesgos asociados al proyecto. Debemos evaluar el peor caso de derrame, y, en función de eso, proyectar el nivel de respuesta. Se trata de tres niveles: el Nivel 1 es un derrame pequeño que puede ser controlado desde el equipo, con los recursos que tenemos. El Nivel 2 requiere de apoyos externos, incluso de los equipamientos que tengamos en las bases de tierra; y el Nivel 3 es un descontrol del pozo en el cual el nivel de derrame es muy grande de manera que no alcanza ni con todo el recurso local que tenga la empresa, por lo que tendríamos que pedir asistencia nacional e internacional, así como los recursos que puedan llegar a tener las otras compañías en la zona.

“En la identificación de este plan se tienen en cuenta cuatro prioridades:

1. La protección de las personas.
2. La protección del Medio Ambiente.
3. La protección del equipo.
4. La protección de los intereses y de la reputación de la compañía.

“En cuanto a los niveles de respuesta, tenemos grupos de personas capacitadas que van a participar de cada uno de estos niveles y que van a dar respuesta a cada uno de estos niveles. El grupo del Nivel 1 es el que está dentro del equipo, ya sea en perforación o en buques de apoyo.

Existe el Grupo de Respuesta y Comité de Incidentes, que son profesionales con otros cargos dentro de la compañía y decisiones más ejecutivas; y por último, está el Comité de Crisis, donde se repiten cada uno de los roles y actividades específicas.

“También hay que tener en cuenta las características del hidrocarburo para proyectar cómo se va a comportar. En función de eso vamos a estudiar la cantidad que puede llegar a derramarse y cómo va ser la evolución del hidrocarburo en el medio acuoso, así como las características del agua y de las corrientes, y cómo se va comportar en el medio. Para esto también nos valemos de estudios de impacto agro-ambiental y de las zonas de mayor sensibilidad, ya sea ambiental y social en el cual estamos inmersos; aquí es importante destacar que el área de influencia en procesos *offshore* es muy difícil de limitar ya que las manchas se pueden ir moviendo, con lo cual tenemos que establecer los lugares de menor y mayor sensibilidad. Porque todos estos estudios son previos y son parte del plan de contingencias, pero una vez ocurrido el derrame, una eventual mancha se debe monitorear. La mejor forma es a través de observación aérea.

“Es importante, al entender cuáles son las áreas que se deben limpiar, tener claro cuáles son los recursos naturales de vital importancia para la salud humana, como el agua potable, para que este recurso no se vea impactado. En efecto, a la hora de la limpieza tenemos que establecer prioridades para saber de qué manera o en qué momento tenemos que hacer esta limpieza. Muchas veces se hace más daño realizando la propia limpieza.

“En cuanto a la capacitación del personal, forma parte del equipo de Emergencias y es importante que todas las personas que forman este equipo pasen por el proceso y estén involucradas en él. El material de difusión es muy importante, sobre todo para la opinión pública. Hay que hacerle saber a la gente cuánto tiempo vamos a trabajar, de qué forma lo vamos a hacer para los casos de emergencias, y ser transparentes, nunca ocultar nada.

“En suma, hay que destacar que en estos imponderables el equipo de respuesta es el órgano principal, y este debe saber responder de manera rápida y eficaz frente a una contingencia”.

Darío Collareda, Pluspetrol (Perú)

Se refirió al modo en que se maneja la logística helitransportada en la selva peruana, es decir, donde la única forma de llegar es por aire.

“Voy a explayarme sobre la situación geográfica, la línea de abastecimiento del proyecto, las rutas y las condiciones en las que se transporta; sobre los recursos y el tipo de embarcaciones que tenemos en la operación, de cómo movemos el equipo, de la base de logística que tenemos y algo de cómo impacta la logística en este tipo de operaciones, algo que es bastante importante en el costo total de la operación.

“Perú es un país que en los últimos años ha crecido bastante en su desarrollo hidrocarburiífero y en especial la



zona de Camisea ha aportado el 90% de la producción del país, en su mayoría productor de gas, y cuando lo pasamos a barriles equivalentes es realmente muy importante dentro de la economía del país.

“Camisea está al sur del Perú, en terreno selvático. Nuestro consorcio, compuesto por Pluspetrol y Hunt Oil –las dos mayoritarias–, y SK Energy, Tecpetrol, Sonatrach y Repsol, maneja la logística con los límites que impone una reserva tan importante como es la zona de la selva amazónica, declarada Patrimonio de la Humanidad, por lo tanto, eso ejerce presión a todos aquellos que están operando en esa zona.

“Al tener nuestros bloques dentro de una reserva debemos cuidar mucho el impacto y preservar la zona para las futuras generaciones. Eso hace que el Consorcio busque impactar lo menos posible y por ello descartó el manejo vía terrestre, de manera que no hay carretera, sino que sólo hay transporte fluvial o aéreo.

“También se intenta minimizar la presencia de gente que no sea la nativa del lugar. Por ello se han determinado cuatro categorías de gente viviendo en la zona:

- Los colonos.
- Las tribus contactadas.
- Las tribus contactadas de aislamiento voluntario.
- Las tribus no contactadas.

“Realmente, el impacto que se puede tener en este tipo de operaciones es muy grande. Por eso, además de es-

tar monitoreados por el Gobierno, estamos muy seguidos por organizaciones no gubernamentales que monitorean nuestro trabajo; esa presión es importante.

“También tenemos la zona peruana de Malvinas, zona de gasoductos donde hay dos ductos: uno que llega hasta la zona de Pisco –donde hay una planta que licua– y otro que llega a zonas cercanas a Lima. Se trata de un proyecto muy importante para el Perú y para el Consorcio.

“El bloque fue descubierto en 1982 por otra compañía, y luego se volvieron a licitar dos bloques. Nosotros nos establecimos en el área en el año 2000, ya hemos perforado 16 y 11 pozos en los bloques, los planes aprobados intentan llegar a 2014 perforando, es decir, que seguimos para adelante.

“Por el lado de las líneas de abastecimiento, en el norte del Perú no se cuenta con toda la tecnología, por lo que muchos de los servicios e insumos que necesitamos se compran y llegan directamente desde el exterior para nuestros proyectos. El problema es que lleguen esos equipos e insumos.

“Se puede llegar desde el Norte y también directamente por Lima, que son los dos puertos que se manejan. De ambos lados, una vez que está la carga en Lima, se llega por carretera a un puerto que está sobre el río Ucayali, departamento de Pucallpa. Al haber tantas empresas operando, empezamos a utilizar un puerto que no estaba preparado para recibir tanto volumen y comenzamos a tener problemas de espacio.

“Una vez que estamos en la zona peruana de Malvinas, manejamos vía aérea todo el transporte hasta la locación, por lo tanto, es mejor no olvidarse de nada porque sólo se puede viajar de día y los costos son muy importantes; la planificación impacta muchísimo en el pozo.

“De estos tramos que estaba mencionando, la idea es mostrarles la fortaleza y la debilidad de cada uno: por ejemplo, en ultramar importa de dónde se viene, los riesgos son las demoras en la importación. La fortaleza radica en que está operativo todo el año, ahí no hay ningún problema en los niveles, ni en nada. La parte terrestre lleva de 7 a 10 días dependiendo de si desembarcamos en Lima o en la zona norte. Si tenemos problemas en las épocas de lluvia, dado que estas carreteras pasan por las montañas, entonces puede haber cortes. Pero hay rutas alternativas y eso es una fortaleza.

“Un operativo fluvial, más allá de lo que nos lleva cargar el barco, tarda entre dos y tres semanas y ahí sí depende de lo que viene más abajo, el nivel de río. La logística es propia, es una decisión que hemos tomado. Como quienes nos ocupamos de la perforación hemos decidido que no podemos hacer todo, hemos creado otro departamento que también necesita su logística y todo eso debe estar coordinado, para no desorganizarnos y terminar congestionando mucho más el río.

“Una vez que tenemos equipos e insumos en Malvinas, nos lleva entre 10 y 15 minutos llevarlo hasta el pozo. Obviamente, el problema con todos los vuelos es que necesitamos un clima favorable, esto no ocurre siempre y, por lo tanto, necesitamos ser previsores y llevar la carga a tiempo. En total, estamos entre tres y cinco semanas.

“En cuanto a las lluvias, estas arrancan en octubre y terminan en mayo o abril y obviamente el río sigue fielmente esa temporada, por lo tanto, tenemos dos ventanas



Celebramos **75 años** trabajando,
como todos los días, para la
industria y para **nuestro país**.

de navegabilidad, desde diciembre a marzo, que es cuando podemos usar embarcaciones grandes y hacer eficiente el costo por tonelada transportada.

“Cuando el río está bajo (con menor caudal de agua) tenemos que usar embarcaciones muy pequeñas y el costo por tonelada es muy superior. Es decir que tenemos que planificar y todo lo que se quiera hacer en el año debe entrar en esos meses y para ello se armó una base logística.

“Finalmente, con los dos tipos de helicópteros que tenemos, de entre 8 y 10 toneladas, realizamos entre 200 y 250 vuelos. Esto ejemplifica a grandes rasgos cómo, a través de nuestra línea de transporte, buscamos realizar mayor cantidad de vuelos con el mayor peso posible, es decir que debemos programar lo suficientemente bien el transporte, porque eso hace una diferencia abismal”.

Federico Sorenson, Halliburton (Argentina)

Se refirió a la logística para la terminación de pozos y a los nuevos requerimientos que trae el desarrollo de yacimientos no convencionales.

“Quiero compartir cómo venimos trabajando en la terminación de los pozos y cómo hemos avanzado en este tema en la Argentina, en el presente y de cara al futuro. Puesto que soy geólogo, me referiré al reservorio: durante muchísimos años en el país hemos trabajado con reservorios tradicionales de gas y petróleo; manteníamos una intensidad del servicio. Pero en los últimos años es que comenzamos a trabajar con el *tight gas*, *shale gas*, *shale oil* y *tight oil*, y la intensidad del servicio para lograr la producción cambió en intensidad.

“Desde el 2008 hasta el 2010, en muchos yacimientos se puede comprobar esta evolución según la cantidad de equipos que fuimos necesitando y la potencia requerida para realizar los trabajos, cómo ha cambiado la longitud lateral de un pozo horizontal y el número de tapas de fracturas. Si todo esto lo vemos asociado al precio del pozo, vemos que, si bien hay un incremento, de acuerdo con la cantidad y productividad que se logra, no es una relación lineal.

“Hasta hace unos ocho años, antes de empezar a hablar de los pozos no convencionales, normalmente las compañías realizábamos terminaciones a través de fracturas hidráulicas, que hacían variar el caudal de 14 a 40 barriles por minuto, presiones normales de 5.000 psi y valores de agua pequeños. Nos podíamos manejar con tanques de fracturas y un volumen de agente de sostén relativo. La mayoría de los pozos eran verticales. Pero al comenzar intensivamente con *tight gas*, y varias compañías vieron que el mercado era interesante, copiamos la experiencia de los Estados Unidos y el tipo de trabajo que comenzamos a hacer cambió: aumentaron los caudales, las presiones con las que teníamos que trabajar eran mayores, debimos aprender a trabajar en pozos de alta presión –lo cual no era nuestra costumbre– y los volúmenes de agentes de sostén y de agua en la locación aumentaron. A la vez, empezamos a hacer más de una fractura en

cada pozo y buscamos técnicas que nos permitieran ser lo más eficientes posibles. Fue todo un aprendizaje y, medianamente, hemos aprendido a hacer pozos eficientes, con terminaciones para este tipo de pozos.

“Con las arcillas comenzamos a trabajar hace unos 10 años y fue un gran cambio, dado que debimos aprender de cero todo el tema de la estimulación de pozos, y empezar a trabajar con caudales superiores de agua y arena, con regímenes de presión distintos. Lo mismo pasó el último año y medio con los trabajos de *shale oil*, en realidad, hay un pequeño cambio donde las presiones y los caudales son similares y se disminuye la relación del volumen de agua, con respecto al agente de sostén.

“Respecto de estos dos tipos de trabajo que se están realizando en el país, en cuya parte inicial nos encontramos, viendo si son viables o no, llevaron a nuestra compañía de servicio a ver un mundo nuevo y a aprender nuevas condiciones de trabajo. Es muy difícil desarrollar estos proyectos de forma económica, de modo que hemos incrementado muchísimo la eficiencia, para ser viables económicamente.

“¿Cómo hemos crecido? En muy poco tiempo hemos pasado de una operación simple a otra muy compleja.

“Hasta ahora, la mayoría de las locaciones se disponían en forma convencional, es decir, un equipo de perforación ocupaba más espacio que cualquier actividad que realizáramos en la terminación. Ahora, el modo de disponer los equipos en la locación primero tiene en cuenta la fuente de agua, luego se colocan los tanques de acumulación de agua, los de gel; y los equipos que mueven los agentes de sostén, que mezclan y los bombean al pozo. Es decir que en la logística, el agua y demás materiales compiten con el espacio y centralidad de un equipo de perforación. A esta altura, ya pensamos en la locación no sólo en función del equipo de perforación, sino de la terminación.

“La responsabilidad ambiental y el análisis del impacto también son cada vez más importantes, y ya no se piensa en cambiar la locación, sino en cambiar la distribución y en planificar para optimizarla en el área que estamos buscando.

“Como hemos dicho, los elementos importantes de la logística son: el agua, la capacidad operativa y lo que utilizamos en la boca de pozo. Al agua hay que moverla al pozo –lo cual hoy tiene un costo alto– y, una vez que sale del pozo, tratarla y recuperarla. A esta altura ya estamos trabajando con tanques, piletas, y otras tecnologías.

“En lo que más tenemos que trabajar es en la eficiencia, en la dinámica y en la logística. Lo que hemos aprendido es que en muchos de estos proyectos, aunque haya una gran carga de tecnología, una de las claves es la logística para poder abastecer este trabajo, el siguiente y así sucesivamente. Sólo así se logrará una valoración considerable para con el proyecto.

“Hay que tener en cuenta qué se hace al poner un pozo: se lo perfora, se extrae, se lo usa, se fractura y se completa, todo en una misma locación, una misma operación. Por ahora ocupamos mucha superficie con equipamiento, vehículos livianos, agente de sostén, agua, a futuro queremos soluciones tecnológicas no muy complejas. Lo que la compañía busca en el tema logístico, de cara al futuro, es mejorar la ejecución y la seguridad, reducir los riesgos en la locación, mantener el mejoramiento, y reducir el espacio de la locación”.



Brian Soto, Repsol (Perú)

Se refirió a cómo el grupo al que pertenece maneja la logística de perforación en la zona selvática del Perú, en condiciones remotas.

“Estamos dedicados en un 100% a la exploración, donde la logística es complicada, pero hay que saberla manejar, con el fin de cumplir los objetivos planificados”.

“Este año estamos enfocados en el Bloque 57. Este año tenemos un plan de perforación y estamos terminando de explorar el pozo Sagarí, con ciertas tecnologías que hemos implementado. Esperamos continuar con ello y con el próximo pozo que tenemos planificado para 2012 y 2013. Como se observa, son todos pozos planificados a 75 días, pero a veces se extienden un poco más por problemas climáticos.

“En la parte norte, tenemos una operación asociada a los campos de pozos de crudos pesados y hay planes de crear electro sumergibles y utilizar fluidos de petróleo para diluir y poder sacar por una tubería. Este tipo de fluido que encontramos en el norte es similar a lo que hallamos en la zona colindante del Ecuador.

“Con respecto a la logística, la zona selvática es muy complicada por temas de movilización de equipos y nos movemos a través de ríos y con helicópteros; se pueden ver las típicas torres y plataformas fijas y donde estamos más involucrados, son torres de 2.000 Hp o 3.000 Hp. En general, nuestra rutina de logística en Lima consiste en una base llamada Nuevo Mundo, que aprovecha todas estas oportunidades fluviales que tiene el Perú hasta el Norte, todos los servicios se reciben en esta base y se transportan vía helicóptero a todos los pozos.

“Hacia esa zona nos movemos desde Lima con aviones de uso regular hasta Iquitos, donde recibimos lo que es servicios y desde allí utilizamos las vías fluviales hasta una base que tenemos más al Norte, y desde allí, nos dis-

tribuimos hacia los pozos de forma helitransportada.

“Tenemos la idea de mezclar el crudo pesado con diluyentes, para transportar vía fluvial, pero existen restricciones ambientales por los riesgos, de manera que estamos viendo cómo lo solucionaremos.

“Nuestros recursos aéreos son: un Piper para viajes fletados con personal, un Beechcraft y un Fokker, que es lo que utilizamos desde Lima hasta Nuevo Mundo; y un Antonov de cuatro toneladas para carga; si bien también contamos un Hércules que es el que lleva las mayores cargas en zonas de perforación. Tenemos, asimismo, otros recursos aéreos de carga y pasajeros: un Bell 214 que usamos para transportar gente y el MI que también usamos para cargas, al igual que un Sikorsky del 64.

“En cuanto a recursos fluviales, tenemos botes de pasajeros, lanchas rápidas para el personal –para hasta 35 toneladas–; y barcazas de hasta 350 y 1.000 toneladas, que son empujadas por los llamados *empujadores*.

“Tenemos unos pongueros para emergencias en perforación. A su vez, nuestra base es un aeródromo, que es el que mayor logística nos provee, allí llegan todos los aviones y toda la logística para operar. Tenemos almacenes, comedores y lugar para alojamiento. Desde esa base nos movemos alrededor de 26 km de ida y de vuelta.

“En cuanto al transporte terrestre, desde Lima a Tupalca hay una distancia de 785 km, son 4 y 5 días de viaje para vehículos pesados y livianos, respectivamente.

“En cuanto a nuestra planificación de actividades, tenemos todo organizado de acuerdo al proceso de construcción de pozos. Tenemos alrededor de 15 personas que rotan cada 14 días y, por otro lado, el transporte de carga se hace entre 35 y 40 días, dado la gran cantidad de peso que hay que trasladar.

“Cuando hacemos el movimiento para comenzar un pozo, la planificación sobre el personal y las herramientas que hay que movilizar consiste en cerca de 30 vuelos diarios. Ir hacia la el área de operación, nos cuesta más tiempo que ir a la base”. ■



Hitos de la perforación en la Argentina

Por *Ing. Gabino Velasco*

Un recorrido por los hechos relevantes que fueron desarrollando este aspecto importante de la industria.

La perforación en la Argentina puede hallar sus comienzos antes de 1900. En 1886 Carlos Fader fundó la Compañía Mendocina de Petróleo, que perforó y explotó pozos petrolíferos en el faldeo del cerro Cacheuta, sobre la base de la geología de superficie realizada por el geólogo Rodolfo Zuber y de las manifestaciones de afloramientos existentes en el área. Años más tarde, en 1906, el español Francisco Tobar perforó su pozo “República Argentina” en la Quebrada de Galarza (provincia de Salta), cuyo resultado fue petróleo surgente.

Sin embargo, el verdadero *boom* de las perforaciones petroleras mundiales se produjo a partir de un hecho ocurrido en enero de 1901, cuando Anthony Lucas, un dálmata radicado en los Estados Unidos, perforó un pozo en Spindletop, Texas, hasta una profundidad de 311 metros. Cuando bajaban la columna de barras de perforación para continuar profundizando el pozo, este comenzó a fluir, primero arrojó el lodo de perforación y luego comenzaron a surgir grandes cantidades de petróleo, tirando fuera del pozo las barras de perforación. Se calcula que la producción inicial fue de más de 100.000 barriles por día. Ese día se había perforado por primera vez en un reservorio en domo de sal, y comprobado que la perforación era un medio idóneo para conseguir producciones en gran escala del hidrocarburo. A partir de ese momento comenzó un nuevo capítulo de intensa actividad y desarrollo tecnológico en la perforación.

1907: petróleo en Comodoro Rivadavia

Es destacable el hecho de que apenas seis años después de este acontecimiento, en latitudes australes, se produjo el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia,

cuando, el 13 de diciembre de 1907, un equipo de perforación del Ministerio de Agricultura operado por la cuadrilla de José Fuchs y con la supervisión de Humberto Beghin, realizó el hallazgo a 539 metros de profundidad. Se considera este hito como el comienzo del desarrollo petrolero en nuestro país ya que, no obstante la existencia de actividad anterior, como ya se mencionó, esta no había adquirido características de mayor importancia.

1922: creación de YPF

Con la creación del gigante estatal, todas las perforaciones realizadas en sus inicios se hicieron por el sistema de percusión en sus dos variantes:

- 1) **A cable:** con máquinas Pensilvania de origen estadounidense con capacidad perforante de hasta aproximadamente 600 metros.
- 2) **Con barras huecas:** de la firma austríaca Fauck con capacidad perforante de hasta aproximadamente 1.000 metros.

El accionamiento de estos equipos se llevaba a cabo por medio de máquinas de vapor o, en el caso de perforaciones en yacimientos en explotación, con motores eléctricos, conectados a sus líneas de alta tensión.

En referencia al papel que desempeñó la perforación en esos primeros años de YPF, el Gral. Enrique Mosconi escribe en su libro *Obras* lo siguiente:

“...Perforación: Una de las ramas de la industria en las cuales se advirtieron progresos halagüeños, tanto por su rapidez como por la eficiencia señalada por el personal a cuyo cuidado estaba, ha sido sin duda el referente a la perforación. Si unimos a ese factor-hombre el no menos importante de los progresos mecánicos, con mejoramientos técnicos introducidos en las instalaciones, máquinas y herramientas, llegamos a la conclusión satisfactoria que señalo. Para demostrar claramente los adelantos que se registraron en esta actividad, considero oportuno dar a continuación un cuadro comparativo, del cual el lector habrá de obtener conclusiones que confirmen la impresión apuntada, observando el número de máquinas en actividad en cada yacimiento, así como la cantidad de metros perforados y los pozos terminados...”. (ver el cuadro 1 extraído de General Enrique Mosconi, *Obras*, Buenos Aires, editado por Yacimiento Petrolíferos Fiscales, Sociedad del Estado, 1984).

Cuadro 1.

Año	Comodoro Rivadavia			Plaza Huincul			Salta			Totales		
	Máquinas en servicio	Metros perforados	Pozos terminados	Máquinas en servicio	Metros perforados	Pozos terminados	Máquinas en servicio	Metros perforados	Pozos terminados	Máquinas en servicio	Metros perforados	Pozos terminados
1922	31	20.453,78	32	8	2.720,70	2	-	-	-	39	23.174,48	34
1923	33	24.301,62	46	8	4.005,95	6	-	-	-	41	28.307,47	52
1924	33	41.958,36	55	11	4.697,10	7	-	-	-	44	46.655,46	62
1925	43	82.158,81	129	11	6.685,85	8	-	-	-	54	88.844,66	137
1926	39	86.953,95	141	11	8.593,60	15	-	-	-	50	95.547,55	156
1927	33	79.691,60	127	11	12.787,70	20	-	-	-	44	92.479,30	147
1928	35	91.676,95	140	13	16.692,60	26	2	827,15	1	50	109.196,70	167
1929	40	115.222,00	164	13	20.344,30	28	4	1.729,35	3	57	137.295,65	195
1930	45	113.297,80	164	13	18.600,20	22	6	2.259,50	4	64	134.157,50	190

1930: la perforación con rotary

Los equipos de perforación a percusión que operaban en el país (de YPF y de las compañías privadas) tenían una capacidad de perforación muy limitada, lo cual no permitía explorar formaciones de interés que se encontraban a profundidades inalcanzables.

A principios de la década 1930 se comenzaron a construir y a operar en los Estados Unidos máquinas de perforación rotatoria (*rotary*) que por su tecnología permitían perforar pozos más profundos que las máquinas de percusión. YPF capitalizó rápidamente esta innovación y se sumó a la nueva tendencia importando equipos *rotary* para el desarrollo de planes exploratorios más ambiciosos en la Cuenca del Golfo San Jorge y las otras cuencas de la Argentina.

1938: pozo escuela de YPF en Comodoro Rivadavia

Por este pozo pasaba todo el personal que ingresaba para el Sector Perforación, para ser capacitado en la teoría y práctica de esta especialidad, antes de ser destinado a los equipos.

1938: perforación en el mar, costa de Comodoro Rivadavia

La perforación costa afuera (*offshore*) arranca en nuestro país con los pozos realizados en la restinga de la costa frente a Comodoro Rivadavia. Fueron perforados desde plataformas, construidas aprovechando la gran amplitud de mareas de esa zona y el suave declive del fondo marino, ya que esto permitía armar las plataformas en los intervalos en que el mar se retiraba lo suficiente como para poder trabajar sobre suelo libre de agua. Las plataformas se conectaban a playa seca mediante pasarelas aptas para el tránsito de personas y pertrechos todo el tiempo.

1939-1945: Segunda Guerra Mundial

La contienda mundial provocó un gradual entorpecimiento de la actividad de perforación en el país debido a la falta de materiales y suministros imprescindibles para operar, causado por la concentración de toda la producción industrial estadounidense en el esfuerzo bélico. No se pudo siquiera contar con la alternativa de la industria europea, que era precisamente teatro de operaciones del conflicto.

La falta de suministros afectó más a los equipos *rotary* que a los de percusión. Aun así, gracias al empeño del personal de los talleres de YPF, al que se sumaron talleres

privados, se evitó que el paro de la perforación no fuera total durante el período que duró la Guerra.

1956: pozos profundos en el yacimiento Norte

El desarrollo de los yacimientos de Campo Durán y Madrejones en Salta significó para YPF, por la profundidad y complejidad de sus pozos, un esfuerzo económico y humano sin precedente que marcó el paso de la perforación artesanal a la apoyada en la tecnología.

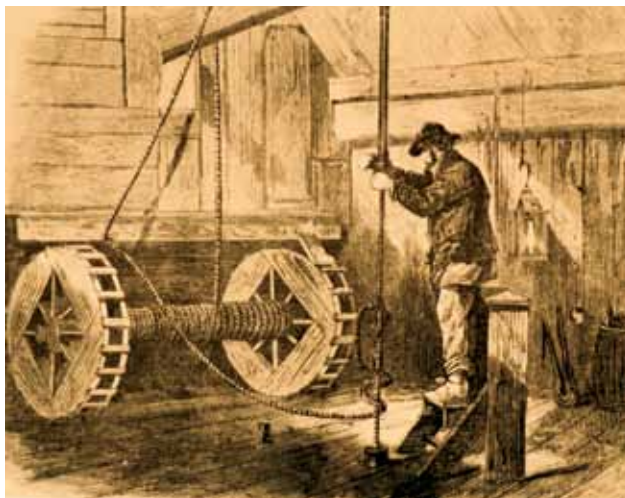
1958: contratos de perforación para el autoabastecimiento

Los contratos firmados en 1958 se dividieron básicamente en tres tipos:

- Para perforación en yacimientos de YPF en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, a saber: Transworld Drilling por 1.000 pozos, Southeastern Drilling por 600 y Saipem (del Grupo ENI) por 300.
- Contratos de explotación: con Pan American Argentina para yacimiento Cerro Dragón, con Banca Loeb para yacimiento La Ventana; y con Tennessee para el yacimiento Río Grande.
- Contratos de exploración: Esso Cuenca Neuquina (Neuquén), Shell Cuenca Neuquina (Río Negro).

Cada compañía operadora adjudicataria de áreas de explotación trajo a su vez al país su propio contratista de perforación: Pan American Argentina trajo a Loffland Brothers; la Banca Loeb, a Kerr McGee, y Tennessee, a Laughlin & Porter, con equipos flamantes *ad hoc* (con sus sondeos, herramientas, camiones petroleros, grúas, *trailers* vivienda, repuestos, etcétera).

Esta inusitada actividad provocó un giro copernicano en la actividad de perforación en el país, creando un antes y un después de los contratos de 1958. También promovió la venida al país de las compañías proveedoras de servicios auxiliares necesarios: Halliburton, Dowell y BJ de Cementación y Estimulación; Schlumberger (que ya estaba en el país e incrementó su operación), Dresser, Atlas y Welex de Perfilaje y Punzado; y Hughes y Reed en el suministro de trépanos, entre otros.



1971: YPF: escuela de perforación "Máximo Pico"

El recordado Ing. Héctor Giordano, gerente de Perforación de YPF S.A. en esas fechas, creó la Escuela de Perforación "Máximo Pico" para la capacitación de los jefes de equipo (*toolpushers*) en el Laboratorio de YPF S.A. en Florencio Varela.

1977: perforación offshore

En 1975 se decidió adquirir una plataforma semisumergible, esta vez nueva, decidiéndose por un modelo "pentágono" de fabricación francesa, que sería bautizada con el nombre "Gral. Enrique Mosconi". Se trataba de un diseño de última generación que podía perforar en profundidades de agua de hasta 200 metros, tal como había salido de los astilleros de CFEM en Dunkerque. Y podía ampliar su capacidad a prácticamente el doble de esa cifra, y operar en casi toda la plataforma continental argentina. El diseño era del mismo CFEM del Instituto Francés del Petróleo; estaba equipada con un poderoso equipo perforador con capacidad de alrededor de 7.000 metros y contaba, entre otras características destacables, con una propulsión propia, un equipamiento para buceo hiperbárico y todo el conjunto de herramientas necesarias para la perforación. La plataforma se construyó durante 1976 y llegó a aguas argentinas en enero de 1977.

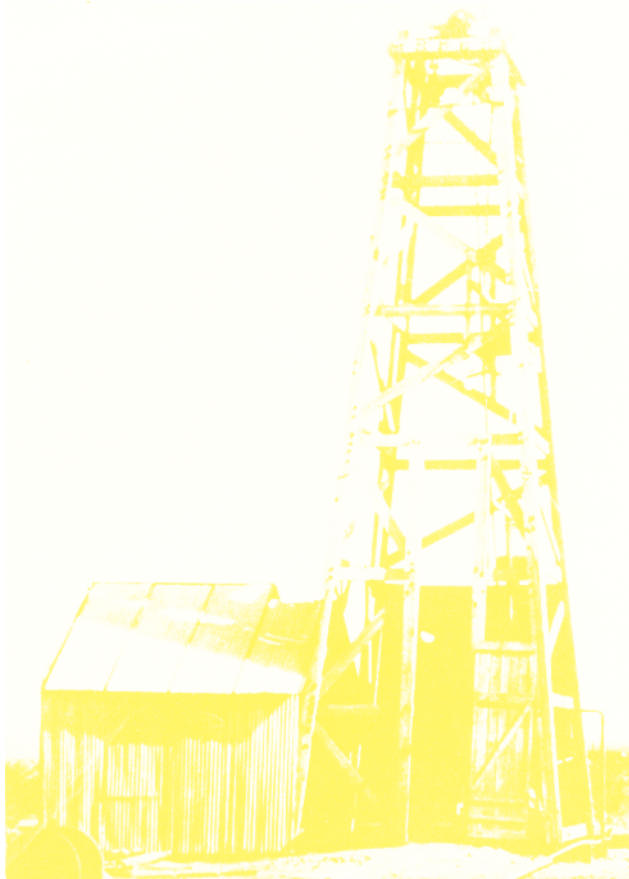
1980: YPF y los pozos infill

En ese año, YPF contrató la perforación de pozos de explotación "llave en mano", con lo cual adiciona a las responsabilidades de la compañía perforadora la provisión de todos los materiales, trabajos, servicios e instalaciones necesarias para entregar el pozo en producción.

1991: la perforación como tarea estratégica o no para la empresa

Cuando se produjo la transformación de YPF en Sociedad Anónima, la Perforación fue considerada una actividad no estratégica para la empresa, razón por la cual y de acuerdo con el sindicato, se organizó una Compañía Perforadora con equipos cedidos por YPF S.A. y gerenciada por el gremio, con las tarifas que regían en el mercado y trabajo garantizado para todas sus máquinas.





1995: récord de pozos perforados en el país

En 1995 se perforaron 1.746 pozos, 165 de los cuales fueron exploratorios.

1999: pozo récord en extensión

Se realizó un pozo de 1.690 metros de profundidad vertical y 10.585 metros de extensión horizontal perforado por la compañía Total Austral en la Bahía de San Sebastián (Tierra del Fuego) desde tierra firme hasta formaciones submarinas. Longitud total de la perforación: 11.184 metros.

1999: pozo récord en profundidad

Fue el pozo Tuyunti x 1, perforado por la PAE en la provincia de Salta. Profundidad vertical final: 6.028 metros.

2000: llegó el primer equipo automatizado

YPF S.A. contrató el primer equipo de perforación automático hidráulico robotizado "Apache", provisto por la firma Venver, que emplea menos personal, acelera los tiempos operativos y reduce drásticamente los accidentes personales.

2001: perforación con equipos de *coiled tubing*

La compañía Pride-San Antonio perforó para Pérez Companc (en Puesto Henández), y para PAE (en Cerro Dragón) con equipos con la tubería de perforación arrollada en un tambor *coiled tubing*, los cuales acortan los tiempos de perforación, pero son utilizables solamente en determinados programas de pozo.

2010: se retoma la perforación automatizada

En esta época, la ex Repsol YPF compró 5 equipos Drilmec automatizados.

La perforación en la actualidad

En los últimos 20 años, el desarrollo de herramientas e instrumentos de medición, basados en el espectacular desarrollo de la electrónica y la computación, ha permitido la realización de proyectos tales como perforaciones a gran profundidad, de trayectoria horizontal, con trayectorias de gran longitud (pozos extendidos) y multilaterales y en grandes profundidades de agua, lo que seguramente no pudo ser imaginado por aquellos pioneros como Drake, Lucas, Fuchs y Beghin.

Las compañías perforadoras que permanecen en actividad en el mercado argentino después del arribo de nuevas empresas perforadoras, de las compras, de las ventas y de las fusiones habidas a lo largo del tiempo son: YPF SP, San Antonio, DLS, Key Energy, Helmerich & Payne, Ensign, Nabors, Quintana Well Pro, Estrella International Energy Services Ltd., Petreven, Venver y Sinopec. ■

LA CALIDAD ES NUESTRO
RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.



IPH SAICF

www.iph.com.ar





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

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

En una práctica periódica de la Comisión de Transporte y Tratamiento de Gas del IAPG (TTG), se publica aquí un cuadro con información sobre los precios de los distintos tipos de combustibles al alcance del uso doméstico.

Dado que la Comisión la considera de utilidad, se ofrece a continuación, como se ha realizado en los años 2011, 2010 y hasta 2003, una comparación de los precios relativos de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico.

2012. Comparación de precios de combustibles y otros energéticos para el consumo doméstico (07/2012)

Combustible	Precios ⁽¹⁾		Equivalencia ⁽²⁾		Dif. precio s/gas natural (veces)
	Unidad	Monto	US\$/MMBTU	\$/MMkcal	
Carbón vegetal	\$/kg	4,10	32,45	585,65	12,33
Leña	\$/lt	1,50	27,70	500,00	10,53
Gasoil	\$/lt	5,40	34,71	626,50	13,19
Gasoil Premium	\$/lt	6,10	39,21	707,71	14,90
Nafta Súper	\$/lt	6,50	47,38	855,17	18,00
Nafta Común	\$/lt	5,90	43,01	776,23	16,34
Kerosene	\$/lt	5,25	35,05	632,60	13,32
GLP c3	\$/kg	3,85	19,48	351,56	7,40
GLP c4	\$/kg	2,50	12,65	228,28	4,81
Gas natural R1/R2	\$/m³	0,40	2,63	47,50	1,00
Gas natural R3	\$/m³	1,72	11,32	204,25	4,30
Electricidad R1	\$/kWh	0,42	27,22	491,36	10,34
Electricidad R2	\$/kWh	0,40	25,57	461,58	9,72
GNC	\$/m³	2,10	13,85	250,00	5,26

Notas: Tipo de cambio utilizado US\$1 = \$4,55

(1) Precios promedios en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires a usuario final.

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

Tornería El Cóndor tiene el agrado de compartir con sus Clientes, Licenciatario, Proveedores, Empleados y Amigos el honor de haber recibido de parte del *American Petroleum Institute*, las Certificaciones que avalan el compromiso asumido en la tarea cotidiana, alentándonos a continuar creciendo en calidad y servicios.

API 5CT	5CT-1287	Threader
API 7-1	7-1-0858	Threading for Rotary Shouldered Connections
API 7-Q1 8th Ed;	Q1-1124	Desing and Manufacture of Casing and Tubing Accesorios; Provision of Threading Services for the Oil Gas Industry
ISO/TS 29001:2007	TS-1006	
ISO 9001:2008	ISO-1325;	



Calle Ing. Huergo 3020 - Zona Oeste Parque Industrial Neuquén
 (8300) Neuquén / Patagonia Argentina
 Tel.: + 54 299 4413115 Rotativas
 administracion@nicastrojose.com.ar
 www.nicastrojose.com.ar



El impacto de la RSE en el valor de la compañía

Por *Lic. Cdr. Leandro Del Regno*

El autor se remonta a los orígenes de esta práctica creciente en las empresas de hidrocarburos a nivel mundial, sus características, los distintos enfoques y su contribución al crecimiento del valor de la organización.

Las actividades relacionadas con la Responsabilidad Social Empresaria (RSE), también conocida como “inversión social”, crecieron exponencialmente en los últimos quince años en todo el mundo corporativo. Esta herramienta ha permitido acercar a las empresas con sus consumidores y con sus *stakeholders*. Sin embargo, aún no está tan claro el impacto positivo que aportaría la RSE en términos de crecimiento en el valor de las compañías. De hecho, hay todavía muchos detractores que sostienen que las empresas no deberían tomar obligaciones que tradicionalmente recaían completamente en el Estado.

A pesar de que hay bastante información empírica en lo referente a la inversión social en los países que primero adoptaron acciones de RSE (como los Estados Unidos) y de que, además, se cuenta con varios estudios que analizaron la correlación de esta inversión con el valor de las empresas; aún los resultados de estos estudios no se discutieron lo suficiente en nuestra región como para tratar de estimar que lo que arrojan estas investigaciones pueda replicarse en el ambiente de los negocios de América Latina.

En este artículo refrescaremos lo que ocasionó el nacimiento de RSE; analizaremos sus características principales; exploraremos sus distintos enfoques y; finalmente, intentaremos dilucidar si esta inversión realmente contribuye al crecimiento del valor de la organización.

Breve evolución histórica de la empresa

Hay amplio consenso en afirmar que lo que hoy conocemos como empresa nace en los primeros artesanos medievales que confeccionaban calzado, utensilios de cocina, espadas, vestimenta, etcétera; para intercambiarlos en un mercado con el fin de proveerse de sustento. Es en la época del feudalismo cuando los artesanos que trabajaban en las ciudades empezaron a agruparse y formaron asociaciones que tenían algunos rasgos de las empresas actuales.

Algunos artesanos evolucionaron y se convirtieron en “comerciantes” que se dedicaban a comprar los productos que realizan los artesanos para luego venderlos a terceros en lugares más distantes. Ya no era necesario tener artesanos en todos los mercados para conseguir bienes, se podía concentrar a los que producían los bienes en un lugar y comercializarlos en plazas lejanas. De este modo, se inició una especialización de tareas que permitió la reducción de costes de producción y transacción.

Con el correr de los años, la actividad comercial se incrementó en tal grado que se organizaron expediciones para desarrollar nuevas rutas comerciales, que incluso permitieron el “descubrimiento” de un nuevo continente (América). Aquí ya estamos en el apogeo del sistema económico conocido como *mercantilismo* (siglo XVI). Se estableció que el intercambio de mercaderías y la acumulación de oro son la fuente primera de la riqueza. Se fomentó la acumulación de capital que dio paso a la creación de talleres por parte de los comerciantes, y luego, de fábricas.

Con la creación de las primeras fábricas, la organización cobró una mayor importancia, aparecieron las primeras sociedades anónimas y el concepto de capitalismo que ponía énfasis en la producción de bienes y

la división del trabajo. El capitalismo es superador del mercantilismo que se centraba en el intercambio de bienes (y no en su producción).

Junto con el capitalismo, surgió la empresa moderna. El avance tecnológico de fines del siglo XVIII permitió mecanizar los procesos industriales de las fábricas y disparó la Revolución industrial, que trajo consigo desarrollos fundamentales como: la máquina de vapor, el ferrocarril, la mejora en las comunicaciones, el transporte y el comercio. Esto fomentó la creación de empresas especializadas en transporte de mercaderías, comercialización y distribución. Se crearon los grandes bancos y las sociedades tuvieron nuevas clases sociales como el proletariado y la burguesía industrial.

El significativo salto de las cantidades producidas de bienes y servicios que se dio en este período demandó un uso intensivo de recursos con un impacto muy grande en el Medio Ambiente y en la sociedad en su conjunto. Empezaron a nacer grupos a favor de causas ambientales y de defensa de los derechos del trabajador que fueron formando una opinión que se volvió determinante en la visión que se hizo la sociedad de las empresas.

Como resultado de acciones empresariales vistas como negativas por las personas, la empresa, a pesar de ser una de las instituciones más significativas de nuestra sociedad, acarrea muy baja consideración en la mayoría de los ciudadanos. En líneas generales, las empresas son percibidas como entes que sólo persiguen el fin económico; sin contenido ético ni moral en sus acciones. Estudios recientes han demostrado que las empresas son culpadas por tener una influencia decisiva en:

- Recesiones económicas.
- Factores negativos de la globalización.
- Desempleo.
- Pobreza.
- Explotación laboral.
- Depredación de recursos naturales.
- Discriminación.
- Poco interés en la comunidad.

Orígenes de la RSE

La RSE surge originalmente como

respuesta al sentimiento negativo de la sociedad a finales de la década de 1980 en los Estados Unidos. En ese entonces, la sociedad ya se había tornado muy informada y demandante para con la empresa, y le exigía no solo que se ocupase de brindar beneficio económico, crear puestos de trabajo y riqueza; sino también que su actuación debía ser moral y éticamente irreprochable. Como a la postre la sociedad termina siendo la propia clientela de la empresa, la que permite la supervivencia y el crecimiento de la organización, ir en contra de ella garantiza la destrucción de la empresa que no se ajuste a estos parámetros. La RSE fue la herramienta que permitió empezar a reconciliar a la empresa con la sociedad.

La empresa es una institución que se ha ido configurando de acuerdo a los intereses de cada época histórica. Hubo momentos donde el intervencionismo estatal fue mayor, mientras que en otros, los principios del libre mercado fueron los que predominaron. Además, las funciones empresariales fueron mutando con el tiempo. Por ejemplo, a inicios del siglo XX reinaban “la organización científica del trabajo” del ingeniero mecánico y economista estadounidense Frederick Winslow Taylor (1856-1915) y “los principios generales de la dirección” del fundador de la escuela clásica de administración Henri Fayol (1841-1925). En la actualidad, la empresa tiene un marcado carácter social que se combina con su función primordial de productora de bienes y servicios con una finalidad económica.

Poseer carácter social no significa que las empresas deban hacer el trabajo de los Gobiernos ya que los objetivos de unos y otros difieren. La empresa utilizará su carácter social para complementar y favorecer su finalidad económica exclusivamente. La “inversión social” es la herramienta que revela el perfil social de la empresa y se contiene en la RSE.

La RSE se configura como el corolario de un nuevo contrato social, de una forma de gestionar empresas e instituciones con base en valores que crean valor. Se origina en el interior de la empresa a partir de su cultura y sus valores; y se desarrolla con el apoyo de la Alta Dirección como resultado de un buen gobierno corporativo.

Representación gráfica de RSE



Una herramienta

Se considera a la RSE como una herramienta que proporciona consistencia y sustentabilidad a la misión organizacional al integrar y alinear estratégicamente a la empresa con los accionistas; directivos; empleados; clientes; comunidades donde se opera; Gobiernos, proveedores y la sociedad en su conjunto.

En definitiva, es importante resaltar nuevamente que la RSE no se olvida de que la empresa persigue la maximización del retorno del accionista, pero esto debe darse sin descuidar el Medio Ambiente y el cumplimiento de las leyes. La RSE equivale a un compromiso de buen gobierno de la empresa respecto a sus grupos de interés mostrándose comprometida con la moral y la ética.

Distintos enfoques de RSE

La RSE generalmente agrupa sus acciones en cuatro enfoques diferenciados:

1. **Desarrollo de la comunidad donde opera.** Empresas que se involucran en tareas comunitarias con las comunidades locales. Esto no solo permite ganar el humor social, sino que también favorece directamente a la organización. Por ejemplo, si la empresa construye con fondos propios una escuela de oficios relacionada con su actividad, aumentará la oferta de mano de obra en el área en donde está localizada. Otro ejemplo son las acciones de volunta-

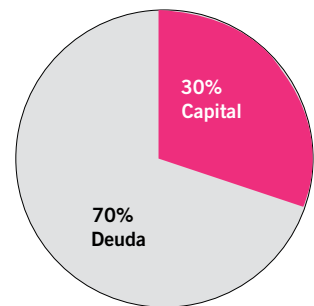
riado donde los propios empleados forman parte de la inversión social como reparar y pintar el hospital de la ciudad. Esto tiene el doble efecto de mejorar la salud de los habitantes (y los propios empleados) y de fidelizar a los propios empleados que participan de la actividad. Además, es una acción de visibilidad importante.

2. **Filantropía (donaciones).** Abarca donaciones de dinero y de ayuda a organizaciones locales para que ellas lo apliquen de la manera más conveniente. Es muy utilizado en los países en desarrollo. Sin embargo, se debe hacer un seguimiento y control del destino de los fondos para que el dinero no sea usado de manera ineficiente o para otros fines.
3. **Incorporación de la RSE en la estrategia del negocio.** La RSE debe ser parte de la estrategia del negocio, por ejemplo, comprando insumos del proceso productivo en cooperativas o proveedores locales, de comunidades desfavorecidas, etcétera.
4. **Creación de valor compartido.** Este enfoque se basa en la idea de que el éxito corporativo y el bienestar social son interdependientes. Por ejemplo, la empresa precisa de empleados saludables y educados para triunfar.

Estas acciones pueden combinarse para que el plan de inversión social sea más efectivo y tenga un mayor impacto en la rentabilidad y el valor de la empresa.

El valor de la firma

En ocasiones, las personas que no tienen formación financiera confunden el “valor de una compañía” con el tamaño de esta. Sin embargo, estos conceptos tienen distintos significados. El tamaño de la compañía puede ser asociado, en términos sencillos, con un “gráfico de torta”: está formada por capital propio (accionistas) y de terceros (deuda). Si incrementamos la deuda y el capital, la empresa (la torta) tendrá un mayor tamaño contable.



Desafortunadamente, esto no importa demasiado si no conlleva a un mayor valor para la compañía y, por ende, para el accionista. Es importante resaltar que no siempre un mayor tamaño de la organización se corresponde con un mayor valor para el accionista. Es tarea de la gerencia que haya una correlación entre ambos factores. El valor se crea aplicando el dinero obtenido mediante el financiamiento (tanto propio como ajeno) a proyectos que rindan una tasa mayor al costo de ese financiamiento.

A efectos de determinar el crecimiento del valor, usualmente medimos el valor de la organización a través del flujo de caja futuro, descontado a una tasa de costo de capital predeterminada, o sea el VAN (valor actual neto). Si la firma acepta proyectos con VAN negativo, sólo con el fin de crecer en tamaño, estará destruyendo valor para los accionistas. Existe una combinación óptima entre capital propio y deuda para cada organización que hará que el valor de la firma alcance su máximo posible debido a la mejor manera de financiar los proyectos.

El accionista obtiene su retorno a través de los dividendos que vaya cobrando y de la mayor cotización de la acción o participación en la empresa, la que podrá vender para realizar su ganancia final. El pago de dividen-

dos tiene en el cortísimo plazo una disminución del valor de la acción en esa proporción si estamos en presencia de un mercado eficiente. A su vez, la cotización/valor de la empresa crece cuando las variables claves del negocio mejoran. Por ejemplo, un mayor precio de venta de los productos que comercializa, la obtención de un nuevo contrato, o cualquier elemento que le permita incrementar el flujo de fondos futuro.

Evidentemente, para que la RSE implique un crecimiento del valor de la compañía, debería aumentar el flujo de fondos futuro de esta. Si bien es sencillo identificar el monto de la inversión en la RSE, no es tan fácil atribuir el mayor valor de la organización a la RSE de una forma directa.

Diversos académicos especializados en la responsabilidad corporativa han realizado análisis de correlaciones entre el valor de las acciones de las empresas y su inversión en RSE. A fines de la década de 1970 fueron Stanley Vance; Rogene Buchholz; y David C. Heinze entre otros. En la de 1980, Alison Sundgreen y Thomas Schneeweis. Los estudios prosiguieron en la siguiente década con Morris Mc Innes; Lee Preston y Douglas O' Bannon de entre los más famosos.

Profundizar en los aspectos técnicos de estos estudios escapa al alcance de esta nota, pero podemos afirmar que no arrojaron resultados concluyentes debido a la dificultad de aislar el impacto de la RSE de otros impulsores de valor. La simple correlación no basta para probar empíricamente que las acciones de RSE tienen un impacto positivo en el valor de la empresa a largo plazo.

A pesar de esto, el simple sentido común nos dice que una empresa transparente, que no realiza actos de corrupción ni ninguna otra acción que dañe su reputación; tiene un riesgo mucho menor que otra que no tiene en cuenta esta cuestión. Y esto tiene impacto en el valor de la empresa porque el mercado descontaría los flujos de fondos de la empresa a una tasa de costo de capital menor, que incrementará el valor actual neto.

De cómo la RSE incrementa el valor de la empresa en el largo plazo

El premio nobel de economía y monetarista Milton Friedman (1912-

2006) argumentaba en la década de 1970 que la responsabilidad de la empresa era solamente incrementar sus beneficios y que el Estado debía ser el que se ocupase del bienestar de la comunidad, debido a que la empresa no tiene sus capacidades orientadas a mitigar problemas sociales. Hoy en día, este pensamiento fue superado, ya que hay muchos indicios de que la empresa más redituable a largo plazo es la que es socialmente responsable.

Los activos intangibles son los que reportan las mayores ganancias en el largo plazo. Una marca conocida, un plantel de recursos humanos capacitado y motivado; sumado a un prestigio corporativo bien ganado; reportan los mayores dividendos al accionista. Una buena política de RSE contribuye a que estos conceptos aumenten de forma sostenida.

Debido a que la inversión social impacta en los costos de corto plazo, debería también generar ganancias de largo plazo para hacerla una práctica sustentable. El accionista invierte en una empresa con el fin de obtener la máxima rentabilidad posible en función del riesgo tomado, por lo que ser "socialmente responsable" debe reportarle ganancias al inversor.

Está claro que los costos y los beneficios no estarán alineados temporalmente, lo cual no escapa a la lógica de cualquier inversión productiva o financiera. Primero "enterramos" el dinero y luego esperamos el retorno. Lo que diferencia a la RSE de una inversión de capital es que los beneficios son muchas veces indirectos y difíciles de asociar directamente a la inversión social.

Algunos de los beneficios de aplicar la RSE son: por el lado de los recursos humanos, un buen programa de RSE puede ser de ayuda en el reclutamiento y retención de personal ya que las actividades de voluntariado actúan como buena publicidad y mucha gente se siente atraída por una empresa socialmente responsable.

La RSE favorece el manejo de riesgos de tipo: ambiental; social; y de gobierno corporativo. Una buena reputación toma años en construirse, mientras que puede ser destruida en un minuto cuando se sufren hechos de corrupción o accidentes ambientales. Al crear una cultura de "hacer lo

correcto" una empresa puede mitigar que sucedan estos hechos. Al haber menos riesgo, hay menos volatilidad en las ganancias, lo que ayuda a mejorar la valuación de la empresa.

Adicionalmente, se mejora el posicionamiento de la marca al lograr diferenciarse en la mente de los consumidores, y así aventajar a los competidores. La RSE juega su papel para construir la lealtad del cliente basado en valores éticos. Esto incrementará el flujo futuro de caja por mayores ventas y, por lo tanto, incrementará el valor de la empresa.

Otro impacto positivo en el flujo de fondos futuro es la reducción de costos por aplicar acciones de impacto ambiental positivo. Por ejemplo, optimizar la logística puede acarrear menos costos de combustible. Una reducción en costos de *packaging* tiene un impacto favorable en lo relativo a cuidado de los bosques.

Otra potencial ventaja es hacer más atractiva a la empresa para potenciales socios. Por último, las empresas quieren evitar más impuestos y regulaciones, al tomar acciones de RSE pueden persuadir a los Gobiernos y al público en general de que la empresa adhiere a la diversidad, es segura, saludable y considera al Medio Ambiente.

Contabilidad y reporte social: la medición de la RSE

La característica que define la adopción de un modelo de gestión socialmente responsable es el compromiso público de dar cuenta de sus resultados ante la sociedad, a través de la información incluida en la memoria anual o en un informe específico de RSE. Estos documentos ofrecen contenidos descriptivos, indicadores de seguimiento y procedimientos de medición que permiten comparar la evolución de las acciones de responsabilidad social.

Con el fin de homogeneizar, se ha publicado un número importante de declaraciones institucionales de organismos públicos y privados en los que se fijan las líneas directrices y el grado de cumplimiento de la RSE. Algunos ejemplos son el *Global Reporting Initiative* impulsado por las Naciones Unidas o certificaciones como la ISO 14000 (sobre manejo ambiental) o la ISO 26000 (sobre RSE). Sin embargo, muchas veces es



difícil constatar que muchos de estos datos sean realmente verídicos.

En la Argentina y en la región en general, la contabilidad social no ha alcanzado aún un grado de desarrollo relevante, a diferencia del ámbito internacional, donde existe una preocupación significativa por brindar información contable sobre inversión social. Así y todo, a nivel nacional, las organizaciones influenciadas por la globalización de la información comienzan a resaltar los temas sociales en sus estados contables publicados a partir de la década de 1990.

No podemos dejar de reconocer la influencia de las organizaciones en la comunidad, ya sea como generadoras de empleo o por su influencia en el entorno. Es por eso por lo que se considera importante contar con información que nos permita evaluar su desempeño en el medio donde operan.

La utilidad del informe social radica en la sistematicidad de la información que brinda, de modo de permitir comparar los datos con otras empresas o con otros períodos de la misma empresa, y poder establecer el grado de responsabilidad social asumido por ella y su evolución.

Dentro del ámbito internacional, tenemos (ente otros) los siguientes informes de carácter social:

- a) *Manual de balance social de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)*.
- b) *La Guía para la elaboración del informe y balance anual de Responsabilidad Social Empresarial* del Instituto Ethos de Brasil.

Dentro del ámbito local (Argentina):

- c) La Ley N.º 25.250 y su decreto reglamentario.
- d) La propuesta del foro ecuménico.
- e) La Ley N.º 25.675, ley general del ambiente.

Principales ventajas de desarrollar el balance social

- Brinda información detallada a la alta dirección para la toma de decisiones en la fijación de políticas y estrategias sociales.
- Permite racionalizar los recursos sociales con los que cuenta la empresa evaluando la efectividad de dichos recursos.
- Brinda un mayor reconocimiento de las características socio-laborales del personal y la contribución de la empresa al desarrollo integral del hombre.
- Constituye un instrumento que facilita la fijación de políticas sociales a nivel de la empresa y por sector.
- Permite mostrar la contribución de la empresa al desarrollo humano del país.

Porter, M.E. (2008) *The Five Competitive Forces That Shape Strategy*, Harvard Business Review, January 2008.

Conclusiones

Si partimos de la base de que las empresas, a pesar de su decisiva influencia en la sociedad, no gozan de una buena reputación; y de que esta baja reputación repercute negativa-

mente en la rentabilidad de la firma; es obvio que algo hay que hacer para cambiar la pobre imagen que poseen (tal vez injustamente en muchos casos) las organizaciones con fines de lucro.

La RSE viene a atacar este problema, orientando parte de la inversión de las compañías a emprendimientos que mejoren su relación con sus grupos de interés (*stakeholders*), lo cual tendría un beneficio de largo plazo en la organización.

Si bien diversas investigaciones académicas no han demostrado categóricamente el efecto positivo de la RSE en el valor de la empresa, debido a la dificultad de aislar el impacto de esta inversión de otros impulsores de valor; es evidente que una empresa que tiene niveles de transparencia superiores a otras del mismo ramo debe ser evaluada con una tasa de descuento menor por tener un riesgo reducido. Este es un principio financiero básico y le brinda mucha consistencia a los que sostienen que la RSE tiene un impacto positivo en el valor de la organización.

Es clave que la transparencia que se logra con la RSE se comunique eficientemente al mercado para que los inversores valoren el menor riesgo que acarrearán las empresas que realizan iniciativas sociales. A estos efectos, hay diversos reportes que comunican y miden la inversión social aunque aún hay un importante camino por recorrer para asegurarse de que los montos y las acciones que se reportan como parte de la inversión social sean fidedignas y fácilmente comprobables.

En definitiva, por lo expuesto, es realmente difícil refutar que las acciones bien planificadas y ejecutadas de RSE no tienen un impacto positivo en el valor de las empresas y que es una decisión inteligente incluir estos planes en las estrategias corporativas. ■

Lic. Cdor. Leandro Del Regno es docente de Teoría de la Decisión y de Dirección General en la Universidad de Belgrano (UB). Ha sido docente de Teoría de la Decisión en la Universidad de Buenos Aires (UBA) y de Habilitación Profesional II en la UB. Asimismo, es coautor de los libros *Teoría de la Decisión de Editorial Pearson (2010)* y de *La Dirección de las Organizaciones: de la Teoría a la Práctica de Eudeba (2012)*.

17TH INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION ON LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG 17)



THE BIGGEST GLOBAL GAS EVENT IN 2013

16-19 APRIL 2013 ★ HOUSTON, TEXAS ★ USA

LNG 17 DELEGATE REGISTRATION NOW OPEN!

Secure your place at the largest conference and exhibition for the LNG industry
and **save \$300** per delegate with our Early Bird Discount

FIND OUT MORE AND REGISTER AT www.LNG17.org

5,000 international
delegates

Record-setting exhibition
of 200,000 sq ft

More high level speakers
than ever before

INTERNATIONAL
ORGANIZERS:



HOST ASSOCIATION:

American Gas Association



Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* (AB Energy Advisors, Pontevedra, Galicia, España) y *Dr. Ing. Julio Vivas Hohl* (GEMAT Ingeniería, Neuquén, Argentina)

Al igual que en el primer número de *Petrotecnia* dedicado a los hidrocarburos no convencionales (abril 2011), se recuerdan aquí nociones básicas sobre los distintos aspectos de este tipo de recursos, así como sus características.

Esta nota tiene como objetivo explicar una metodología de estudio y las últimas tendencias en el desarrollo de reservorios no convencionales, principalmente en la terminación de pozos para producción de gas y petróleo contenidos en ellos.

Según estudios recientes basados en registros geológicos y petrofísicos de público conocimiento, se estima hoy que la Argentina posee la tercera reserva mundial en este tipo de recurso no convencional, sólo por detrás de China y los Estados Unidos. Este hecho multiplicaría las reservas probables actuales. Aunque las reservas de gas existentes en la Cuenca Neuquina y en otras cuencas no son de

descubrimiento reciente y su existencia es ampliamente conocida desde hace años, la declinación natural por producción de las reservas disponibles actualmente así como los precios incrementales del gas, sumados a estos anuncios, han derivado en un alto interés por desarrollar el gas contenido en ellas.

¿Qué es el shale?

Se conoce como *shale* a una de las rocas sedimentarias más comunes, conocida vulgarmente como “laja”. Proviene principalmente del Devónico, y, en general, está compuesta por clastos finamente divididos y sedimentados. Es una mezcla de escamas de material arcilloso y pequeños fragmentos de otros materiales, sobre todo silíceos, llamados comúnmente “fangos” o “limos” (*mud* o *lime*), que han sido compactados a gran presión y temperatura.



Figura 1. *Shales* típicas.

Las finas partículas minerales que componen el *shale* pueden permanecer suspendidas en agua durante mucho tiempo luego de que las partículas más grandes y densas de arena se han depositados. Las *shales* son el resultado de la deposición lenta y continua de estos minerales en aguas quietas o poco movibles –lagos y lagunas–, en ambientes deltaicos, llanuras inundadas, playas arenosas o planicies submarinas dentro de las plataformas continentales.

Debido a su formación entran en la clasificación de rocas sedimentarias. Son fácilmente reconocibles porque su aspecto presenta laminaciones y son altamente quebradizas y frágiles. Sus parientes cercanos –la limolita y la arcilita– se diferencian de ellas porque no presentan laminaciones ni fragilidad. Para los menos versados en estos temas, podría decirse que, como ya mencionamos en esta nota, comercialmente se conoce a las *shales* como “lajas” y son muy utilizadas como ornamento en la construcción.

Desde el punto de vista petrofísico, se dividen en tres categorías:

- **Lutita (*shale*):** es la forma sedimentaria de esta roca. Se forma a partir de sedimentos finos, como el limo, que se endurecen y se cementan. También es conocida como “limolita laminada”. Se la considera una arcilla.
- **Pizarra (*slate*):** es el derivado metamórfico del esquisto y otros sedimentos que incluyen la lutita o magra y la limolita. Se forma cuando el *shale* es sometido a altas presiones y temperaturas. Entonces, su

base mineral cambia y se realinea formando la pizarra. Es más dura que la lutita.

- **Esquisto (*schist*):** si la presión y la temperatura de confinamiento de la roca se aumentan a niveles extremos, se incrementa el efecto metamórfico y se forma filita, *schist* y, finalmente, *gneiss*.

Aunque las tres tienen la misma composición mineral y es difícil diferenciarlas a simple vista, su formación es diferente. Se necesita un microscopio SEM (*Scanning Electronic Microscope*, o microscopio de barrido electrónico) para su análisis.

Esta clase de roca es asociada frecuentemente con deslizamientos de tierra. Su exposición a la intemperie la enriquece en arcillas. Normalmente posee una baja resistencia al corte, especialmente con humedad. Cuando se encuentran en una ladera escarpada puede –lenta o rápidamente– deslizarse ladera abajo. Su sobrecarga o excavación por los humanos, con frecuencia, origina fallas.

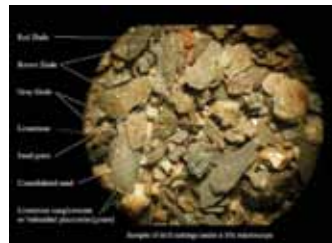


Figura 2. Vista SEM de *shale* típica.

Algunos *shales* forman suelos que absorben y liberan gran cantidad de humedad. Estos pueden expandirse o contraerse considerablemente, lo que origina movimientos periódicos del suelo que aplican considerables esfuerzos en aquellas edificaciones construidas sobre ellos.

La pizarra negra (*black shale*) es rica en carbono no oxidado. Es común en estratos paleozoicos y mesozoicos, donde se depositaron en un ambiente reductor como el hallado en aguas estancadas. Algunas poseen abundantes metales pesados (molibdeno, uranio, vanadio y zinc). Según el tipo de arcilla contenido en su matriz, esta roca puede mostrar propiedades expansibles. Las arcillas contenidas son, sobre todo, caolinita, montmorillonita e illita. Cuando contiene esmectita –una arcilla común en

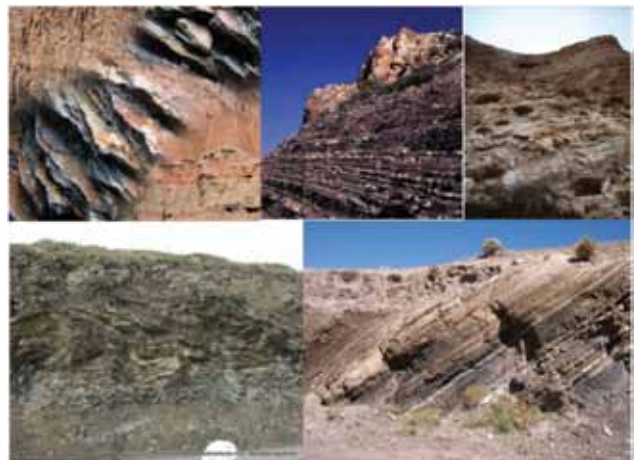


Figura 3. Afloraciones típicas de pizarras (*shales*).

shales del período Terciario–, la lutita se expande al entrar en contacto con agua dulce.

En rocas más viejas, la arcilla predominante es la illita. La transformación gradual de esmectita en illita produce sílice, sodio, calcio, magnesio, hierro y agua. Estos elementos liberados, al recombinarse forman cuarzo autigénico, pedernal, calcita, dolomita, ankerita, hematita y albita.

Las *shales* y las limolitas contienen aproximadamente el 95% del material orgánico encontrado en todas las rocas sedimentarias, aunque su porcentaje dentro de estas rocas es menor a 1% en masa, en promedio.

Reservorios *shales*

Normalmente, un reservorio convencional está compuesto por cinco elementos:

- **Roca madre:** es la roca en donde se originaron los hidrocarburos.
- **Canal conductor:** es el camino que siguió el hidrocarburo que migró desde la roca madre hasta el actual reservorio.
- **Trampa:** es una falla o roca en donde se detuvo la migración del hidrocarburo.

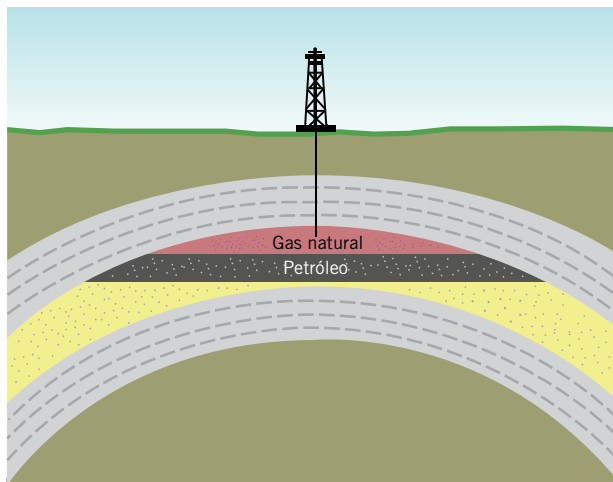


Figura 4. Reservorio convencional de hidrocarburos.

- **Sello:** es una roca impermeable que actúa como sello estanco de la trampa.
- **Reservorio:** es una roca porosa que constituye el lugar de almacenaje del hidrocarburo.

La figura 4 ilustra un reservorio anticlinal clásico que contiene gas y petróleo. La traza de color gris representa a un *shale* impermeable que hace de sello.

El gas y el petróleo se originaron dentro del *shale* inferior y luego migraron hacia arriba, buscando la superficie, pero en su camino se encontraron con otro *shale* impermeable que impidió su paso, y quedó formado el reservorio dentro de una arenisca porosa (color amarillo), en donde usualmente hay agua. Luego, los hidrocarburos “flotan” sobre esta cama de agua.

Así, en un reservorio convencional, los hidrocarburos pueden fluir a través de un espacio poroso y ser producidos por un pozo perforado a tal efecto.

A pesar del tiempo transcurrido, la roca madre, que

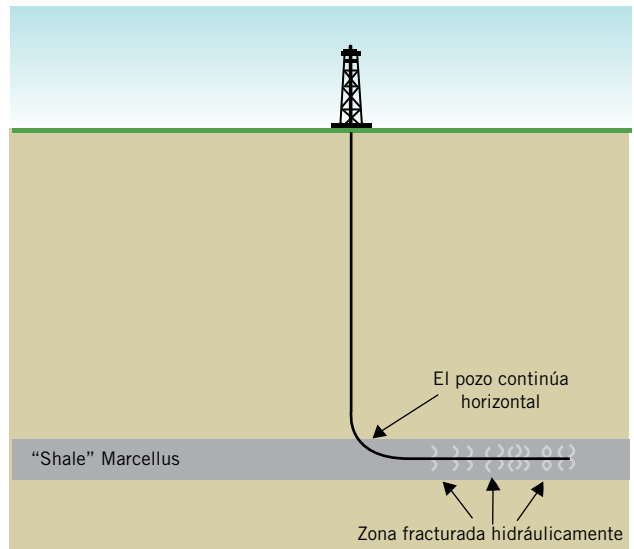


Figura 5. Reservorio no convencional.

posee cierta porosidad, pero tiene una permeabilidad muy baja –del orden de 10^{-3} mD o mucho menos– aún puede poseer enormes cantidades de hidrocarburos encerrados dentro de su matriz, imposibilitados de migrar. Constituye así un reservorio no convencional, al que hay que proveerle de medios para que esos hidrocarburos puedan fluir hacia la superficie. 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 buen caudal de producción que haga económicamente viable el proyecto. Al contrario de un reservorio convencional, en estos casos los hidrocarburos no flotan sobre el agua.

La figura 5 muestra las nuevas tecnologías que permiten el desarrollo de este tipo de reservorios no convencionales:

- **Perforación horizontal:** con esta tecnología se posibilita la extensión del pozo profundamente dentro de la roca. En algunos casos se han superado longitudes de 3 km.
- **Fractura hidráulica:** mediante esta técnica, una porción del pozo es sellada y un fluido –usualmente a base de agua– es inyectado a gran presión y caudal con el fin de generar fracturas en la roca que rodea al pozo. Con esta técnica se consigue construir una gran superficie de flujo entre el pozo y el reservorio.
- **Combinación de ambas:** el resultado es un reservorio fracturado en varias zonas y atravesado por un pozo de gran longitud.

Propiedades hidráulicas de las pizarras y lutitas (*shales*)

Las características hidráulicas de una roca, como la permeabilidad y la porosidad, reflejan su habilidad para almacenar y transmitir fluidos, tales como líquidos o gases. Los *shales* tienen un tamaño de grano muy pequeño, por lo que originan espacios intersticiales tan minúsculos que los fluidos contenidos en ese tipo de rocas tiene mucha dificultad para permanecer y fluir a través de ella. Así, los *shales* son excelentes rocas sellantes o trampas para gas, petróleo y agua. Aunque los poros de estas rocas son

microscópicos, la gran extensión y espesor de este tipo de formaciones hace que el fluido en ellos retenido posea un gran volumen en conjunto, por lo que su recuperación resulta económicamente interesante en ciertas condiciones de precio y mercado. La perforación y la posterior fractura de estas rocas tienen el objetivo de crear artificialmente el reservorio, mediante el incremento artificial –vía ruptura de la roca– de su porosidad y permeabilidad local.

También, algunas de las arcillas presentes en la roca poseen la habilidad de absorber y almacenar grandes cantidades de fluidos e iones. Esto origina que estas rocas los almacenen o liberen en forma selectiva en ciertas condiciones ambientales, mediante un proceso de deabsorción.

Shale oil

Es el petróleo producido desde un reservorio no convencional cuya matriz es una arcilla o pizarra (*shale*). Su nombre, usualmente, genera confusiones con otros hidrocarburos que son explotados con técnicas mineras convencionales, es decir, mediante excavación y posterior separación mecánica (destilación destructiva) de la matriz orgánica que los contiene, frecuentemente marga o greda, comúnmente utilizada como fertilizante. El *shale oil* constituye un tipo de reservorio formado por una roca madre en el cual el petróleo permanece dentro de la matriz rocosa. El hidrocarburo retenido es del Tipo II (orgánico), y sus propiedades están dentro de las condiciones térmicas que definen un petróleo maduro, lo cual lo diferencia del otro tipo de *shale oil* al que nos referimos en el párrafo anterior.

Estos reservorios usualmente son precursores de los mejores yacimientos de *shale gas*, los cuales suelen tener un reservorio de *shale oil* asociado en niveles superiores (*updip*). Son comunes en ambientes geológicos marinos y lacustres. Algunos ejemplos son los estadounidenses Bakken, Austin, Eagle Ford y Niobrara.

Shale gas

Se llama así al gas natural producido desde una pizarra o esquisto (*shale*). El volumen y el caudal de producción dependen de las características del reservorio y de la roca madre. En términos químicos, es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse también húmedo, que da origen a alguna recuperación de petróleo liviano por condensación. También puede ser producido en combinación con porcentajes variables de agua.

Los *shales* productores de gas suelen ser ricos en material orgánico y constituyen la roca madre y el sello del reservorio no convencional simultáneamente, con permeabilidades matriciales del orden de 10^{-2} a 10^{-5} mD. Así el gas que migra lentamente puede ser almacenado en un sistema macroporoso local dentro de la *shale*, dentro de los microporos de la roca o puede ser adsorbido dentro del mineral o material orgánico presentes en la matriz rocosa. El sistema macroporoso local de almacenamiento puede ser natural o inducido por acción de una fractura hidráulica. Para que la producción de un *shale* pueda

ser económicamente rentable, es necesario que sea una roca madre competente. Su potencial puede ser evaluado identificando las propiedades de dicha roca, tales como su contenido total de carbono orgánico (COT o TOC), su madurez térmica y su análisis querogénico. Estos indicadores se utilizan para predecir si una roca puede producir gas natural en forma económicamente viable. Posteriores ensayos de producción en pozos ya completados terminarán esta evaluación. Así, no todos los *shales* son verdaderos *shales* y no todos contienen gas.

Resumimos las propiedades principales de un *shale gas*:

- Carbono orgánico total (COT): 2% peso.
- Madurez térmica: 1,1 % Ro (reflectancia).
- Espesor: > 15 metros.
- Sobrepresión: > 0,45 psi/pie.
- Material orgánico: Tipo II (marino).
- Almacenamiento de gas en matriz: evidencias.
- Matriz de sílice o carbonato.
- Bajo contenido de arcilla.
- Baja saturación de agua.
- Roca de sello por encima y debajo del reservorio no convencional.

Pronóstico de producción

La predicción del comportamiento productivo de estos reservorios no convencionales es mucho más compleja que la de los reservorios tradicionales. Usualmente se utilizan familias de curvas para predecir el comportamiento, pero no siempre funcionan. Ello ocurre porque no consideran limitaciones locales naturales de los yacimientos –geológicos y geomecánicos– y de las terminaciones de los pozos. Su optimización se basa en el proceso de “prueba y error”, por lo que requieren grandes inversiones –en tiempo y dinero– para conseguir el *know-how* necesario.



Figura 6. Metodología general.

Los pronósticos extendidos en el tiempo son altamente cuestionables, porque no hay dos yacimientos iguales, aunque estén en la misma área.

Así, los modelos actualmente en desarrollo para estos reservorios no convencionales consideran varios factores, entre ellos se cuentan:

- Las propiedades geofísicas y geomecánicas de la roca.
- Las propiedades del reservorio artificial inducido luego de la estimulación.
- Debe corresponderse con el comportamiento observado.
- Implementa e interpreta la microsísmica registrada.
- Optimiza el diseño del pozo y el desarrollo del campo.
- Provee una predicción inicial del comportamiento productivo.

La ingeniería de reservorio clásica aplicada a los reservorios convencionales podría no ser aplicable a estos casos. En efecto, existen varias limitaciones tales como la relación del volumen en sitio; el balance de materiales; la fluencia, que no se relaciona directamente con el *draw-down* aplicado; no se conoce fehacientemente el efecto de las fracturas naturales y el análisis de la curva de declinación (DCA) es impracticable e incierto. El conocimiento y aplicación de estos factores es el desafío tecnológico que actualmente se está desarrollando.

Otro elemento para considerar es el fenómeno de la deadsorción de hidrocarburos, que originan un movimiento *no-darcy* significativo dentro del reservorio. Su cuantificación depende de varios factores:

- Concentración del querógeno.
- Efecto térmico (Isotérmico).
- Presión del reservorio.
- Presión de fluencia en el fondo del pozo.

Diseño del reservorio artificial

Como se ha notado anteriormente, una de las características de los yacimientos no convencionales es la falta de un reservorio para almacenar los fluidos contenidos dentro de la roca. Para construirlos se debe fracturar la roca, pero ¿cuál es el método más adecuado que permite una optimización en el aprovechamiento de los recursos aplicados?

Para ello se deben considerar los siguientes factores:

- La caída de la presión del reservorio.
 - Permeabilidad.
 - Presencia de fracturas naturales.
 - Geometría de fractura creada (volumen hidráulico).
 - Conductividad de fractura.
- El desarrollo requiere múltiples fracturas hidráulicas estrechamente espaciadas.
 - La mayor caída de presión tiene efecto en la cara de la fractura.
 - La complejidad de la fractura hidráulica induce caídas de presión en puntos múltiples.
 - A una distancia mínima de la cara de la fractura, la presión es la inicial del reservorio.
- Frecuentemente se usan pozos horizontales.

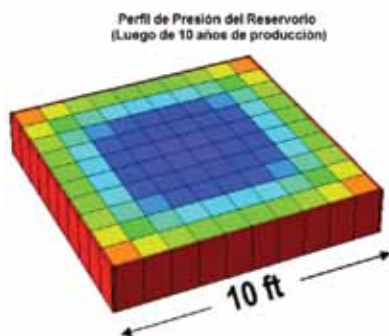


Figura 7. Distribución de la presión dentro de un *shale*. Los bordes rojos están depletados, mientras que la zona azul indica la presión original del reservorio. (ft: pie)

- Perforados en dirección del menor esfuerzo horizontal (σ_1).
- Facilita el emplazamiento y la generación de múltiples fracturas transversales.

Para poder desarrollar el yacimiento, se pueden seleccionar dos soluciones típicas:

1. Perforación de varios pozos verticales cercanos y posteriormente fracturados. Es la solución más económica y rápida. Los pozos deben estar ubicados de tal manera que su espaciamiento sea pequeño, del orden de 30 acres o menos. Esto permite una depletación aceptable aunque el área de barrido no sea eficiente.

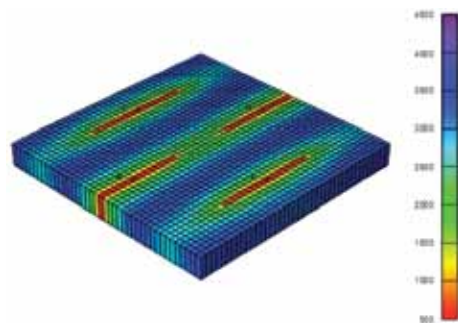


Figura 8. Distribución de la presión después de 30 años con pozos verticales fracturados y 30 acres de área de drenaje.

2. Perforación de pocos pozos horizontales de gran extensión y con fracturas hidráulicas transversales. Es la solución técnicamente más adecuada, aunque su costo es mayor que el caso anterior. A pesar de una compleja terminación, que incluye la realización de varias fracturas transversales, el área de barrido es mucho más eficiente, y permite una mayor depletación del reservorio.

La perforación de un pozo a través de una *shale* es materia que requiere de una explicación más amplia. Como ya dijimos previamente, esta nota está dirigida hacia los métodos de terminación de pozos.



Figura 9. Distribución de la presión después de 30 años con un pozo horizontal con varias fracturas transversales y 15 acres de área de drenaje por fractura.

Shale-Frac: consideraciones sobre el diseño, ejecución y evaluación

Desde la shale compacta hasta el reservorio artificial

Todas las rocas son materiales no homogéneos y anisotrópicos, aún cuando para ciertas aplicaciones –y para simplificación de los análisis– se los considere homogéneos.

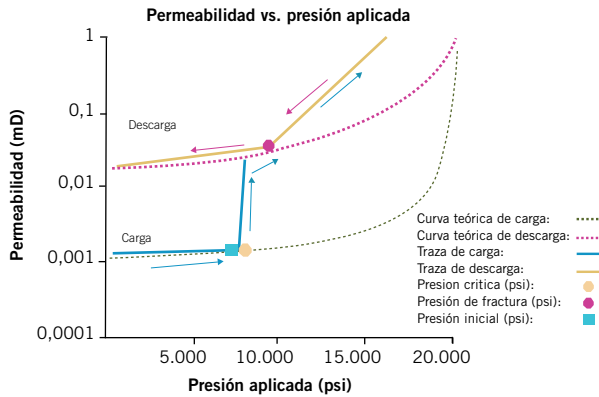


Figura 10. Comportamiento de una roca genérica sometida a carga.

Así, si se somete una roca a una carga uniaxial, tal como muestra la figura 10, la roca fallará a un cierto nivel de carga y se romperá, pero al descargarla, no volverá a su estado inicial, sino que dejará un espacio abierto causado por una deformación permanente. Es decir, tiene un cierto ciclo de histéresis, cuya magnitud depende de las características petrofísicas y mecánicas de la roca. Es justamente esta propiedad la que se aprovechará para crear un reservorio artificial (SRV), mediante una fractura hidráulica inducida.

Diseño de la fractura

Obviamente, para el diseño de la fractura se deben tener en cuenta varios factores que influyen no solo en la creación del reservorio en sí, sino también sobre el comportamiento productivo posterior.

A mayor calidad de datos disponibles, mejores serán los resultados obtenidos. Así, para realizar una correcta evaluación es necesario considerar entre otros:

- La continuidad del yacimiento.
- La fragilidad de la roca.
- Carbono orgánico total (COT).
- Mineralogía (tamaño de la partícula).
- Volumen del SRV.
- Volumen de agua a utilizar en la operación.
- Potencia disponible (entre 25.000 a 60.000 HHP).
- Caudal de bombeo del tratamiento (35 a 100 bpm).
- Una red de fracturas muy compleja.
- Logística y manejo del agua.

Geomecánica

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de su posible fractura hidráulica. La anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura. En el caso de una arenisca o un carbonato (Caso 1, figura 11), esta es paralela al esfuerzo máximo

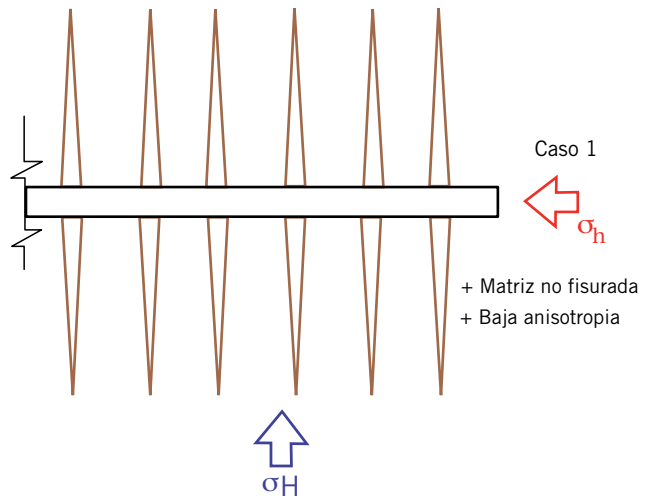


Figura 11. Fracturas ortogonales en una matriz de baja anisotropía (arenisca).

horizontal (σ_h), ya que la anisotropía no es alta (ausencia de fisuras en la matriz rocosa).

En cambio, en una shale, donde la anisotropía es alta y suelen existir varios planos de clivaje o ruptura que forman una red (Caso 2, figura 12), la orientación cambia pues la fractura tiende a propagarse por estos planos. Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, estas pueden llegar a ser longitudinales o albeadas, casi paralelas a la dirección del pozo.

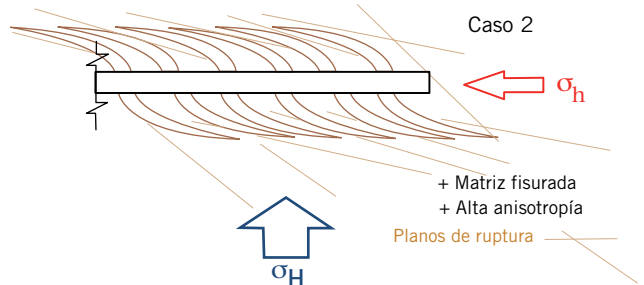


Figura 12. Fracturas albeadas en una matriz de alta anisotropía (shale).

Por lo tanto, para evaluar y cuantificar la anisotropía de una roca, es necesario tomar núcleos o coronas de ella y realizar ensayos geomecánicos. Desde el punto de vista de la anisotropía, la dirección de extracción del núcleo es muy importante, ya que las propiedades mecánicas difieren en gran magnitud en los tres ejes principales. Esto origina un estrés adicional en la roca, cuyo valor puede ser tan grande como para desviar la dirección de la fractura.

Así, el esfuerzo horizontal mínimo por anisotropía puede estimarse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sigma_{h-aniso} = \frac{E_h}{E_v} \times \frac{\nu_v}{\nu_H} \times (\sigma_v - \alpha P_r) + \alpha P_r$$

Y el esfuerzo horizontal mínimo isotrópico:

$$\sigma_{h-iso} = \frac{\nu}{(1-\nu)} \times (\sigma_v - \alpha P_r) + \alpha P_r$$

Si se aplican las ecuaciones a un ejemplo de una *shale* arcillosa (Módulo de Poisson = 0,26 a 0,30) en comparación con una arenisca (Módulo de Poisson = 0,15 a 0,20), podremos ver que en el caso de la arcilla, la diferencia de esfuerzo mínimo horizontal (σ_h) entre los casos isotrópico y anisotrópico puede llegar a ser mayor al 50%, mientras que en una arenisca esta en el orden de un 10%.

Esta es la razón por la que las lutitas o *shales* son más difíciles de fracturar que las areniscas o carbonatos, a pesar de que su Módulo de Young es, a menudo, mucho menor. Así el impacto de la presencia de fracturas naturales (fisuras) y una gran anisotropía en la roca originan:

- Propagación de fracturas normales al esfuerzo horizontal máximo (σ_H).
- Un esfuerzo horizontal diferencial por anisotropía muy bajo.
- Amplia red de fracturas secundarias (nube de fracturas).

Espaciamiento

El punto anterior nos lleva a otro gran interrogante para hacerse durante el diseño: ¿cuál será el espaciamiento óptimo entre fracturas, a lo largo de un pozo horizontal? Este depende de las propiedades mecánicas de la roca, especialmente del incremento en el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) que requiere abrir una fractura adyacente a otra ya abierta.

La tabla siguiente da idea del incremento del esfuerzo en función de la distancia media entre fracturas considerando una roca de $E= 3 \times 10^6$ psi y un ancho hidráulico generado de 0,05 pulgadas.

Espaciamiento (pies)	Incremento del estrés (psi)
1	12.500
10	1.250
25	500
50	250
100	125

Tabla 1. Incremento del esfuerzo en función del espaciamiento.

Usualmente, por razones de completación selectiva, el espaciamiento entre fracturas está en el orden de 100 pies (30 metros) mínimo.

Para hacer espaciamientos menores sin comprometer la integridad del pozo, en la actualidad suele utilizarse un tipo de terminación en dos pozos horizontales, cercanos y paralelos que son fracturados al mismo tiempo (*Simul-Frac*), intercalando las fracturas en ambos pozos. Esto permite inducir reservorios (SRV) muy grandes con una amplia área de drenaje, tal como puede observarse en la zona inferior de la figura 13. Es interesante observar el registro microsísmico que denota una especie de “pulverización” de las fracturas, que origina un gran reservorio artificial (SRV).

Por otra parte, el espaciamiento tiene que considerar el área de drenaje estimada para cada fractura. Si bien ubicar muchas fracturas a lo largo de un mismo pozo podría suponer un efecto multiplicador sobre la producción esperada, sin embargo, en realidad, tiene un límite práctico, ya que reducir mucho el área de drenaje de cada una de las fracturas múltiples –ubicando un gran número de fracturas adyacentes– no significa que el pozo vaya a



Figura 13. Registro microsísmico de un *Simul-Frac*.

incrementar su producción en forma acumulativa con el número de fracturas.

En efecto, la figura 14 nos muestra tres casos de áreas de drenaje consideradas: 120 acres (línea roja); 90 acres (línea azul) y 80 acres (línea verde). Tomando como base 120 acres, reducir un 25% el área de drenaje (acercando el distanciamiento de las fracturas), tiene un gran efecto sobre la acumulada, pero al reducirlo aún más (80 acres), el beneficio de la acumulada de producción diferencial no es evidente, y puede significar un extra en la inversión al tener que realizar una o dos fracturas extra.

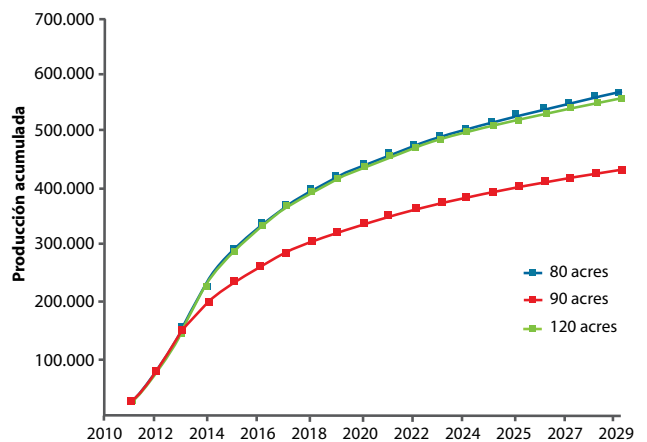


Figura 14. Curvas de producción acumulada para tres casos de áreas de drenaje.

Conductividad de fractura

La baja permeabilidad de estos tipos de reservorio origina que los valores de conductividad de fractura adimensional (F_{CD}) sean muy grandes. Ahora esto no es una indicación de que la conductividad de la fractura sea la correcta para una adecuada producción.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{12k_e X_F}$$

En efecto, para construir la conductividad de la fractura (numerador de la ecuación) no solo hay que crear el SRV, sino también dejar el canal de contacto entre él y el pozo lo más abierto y limpio posible. Luego, se debe ser

iAPG

AOG ARGENTINA
OIL & GAS
EXPO 2013
EXPO 2013



IX Exposición Internacional del Petróleo y del Gas
IX International Oil & Gas Exhibition

7 al 10 de octubre / *october 7-10* · La Rural · Buenos Aires · Argentina

El **futuro** es hoy

AOG Expo · CIE 2013,
el lugar donde se debate la
agenda energética argentina
y se proyecta el desarrollo
sostenible de la región.

www.aog.com.ar

Organización



Av. Córdoba 632 Piso 11° · C1054AAS Buenos Aires · Argentina
Tel. +54 11 4322 5707 · Fax. +54 11 4322 0916 · aog@uniline.com.ar

Comercialización y
Realización Integral



muy cuidadoso en la selección de fluidos de fractura y los agente de sostén por utilizar. Estos temas trataremos más adelante.



Figura 15. Fractura en una *shale* arcillosa (lutita) con y sin agente de sostén.

Otro factor para tener en cuenta en este caso es el efecto del empotramiento. Usualmente las *shales* tienen un comportamiento plástico, con un Módulo de Young bajo, lo que aumenta el efecto negativo del empotramiento, que resulta en un ancho de fractura efectivo mucho menor que el diseñado, especialmente en aquellas fracturas diseñadas como “*Monolayer*”, es decir, con una sola capa de agente de sostén que soporta a la roca.

La figura 15 es un ejemplo. A la izquierda puede verse la fractura “*Monolayer*” y a la derecha, la misma fractura luego de remover el agente de sostén, lo que muestra el efecto del empotramiento del agente de sostén en la roca.

Microsísmica

La microsísmica es una poderosa herramienta que se utiliza no solo para registrar la evolución de la fractura en tiempo real, sino como herramienta de evaluación.

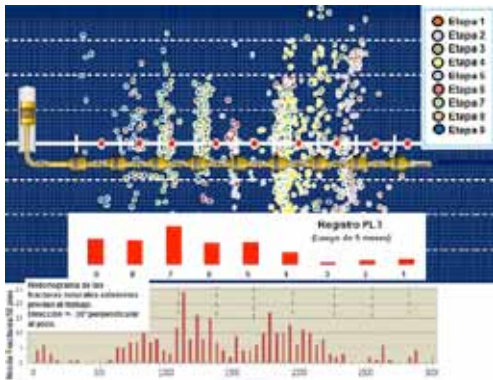


Figura 16. Microsísmica vs. PLT.

De la figura podemos sacar varias conclusiones interesantes:

- Los eventos microsísmicos usualmente no tienen correspondencia con el resultado de la producción del pozo.
- No todos los eventos microsísmicos se corresponden con la presencia de fluido, es decir, no se correlacionan con SRV.
- Existe una gran correspondencia entre la producción obtenida y la presencia de fracturas naturales (fisuras) en la roca previa a la fractura hidráulica.
- Las fracturas transversales no se comportan en forma similar a pesar de haber sido igualmente diseñadas y



realizadas en todos los casos. Esto denota diferentes condiciones de esfuerzos dentro de la matriz, que influyen en el SRV creado.

Evaluación posfractura

Durante la evaluación posterior, se deben tener en cuenta varios factores que afectan el proceso productivo.

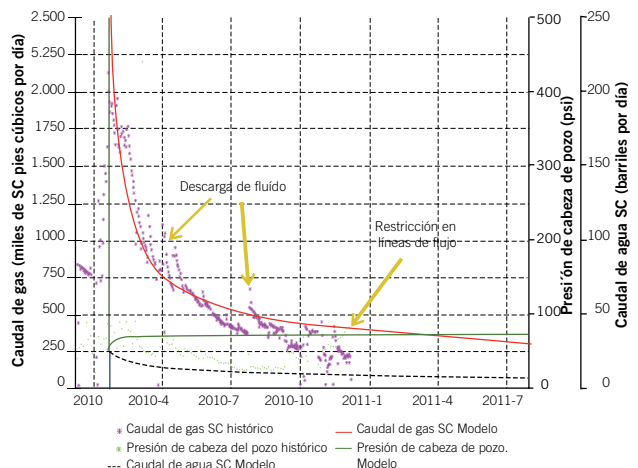


Figura 17. Curva de producción típica.

La figura 17 nos muestra una curva de producción típica de un pozo completado y fracturado en un reservorio no convencional. Así podemos notar que la tendencia inicial se ve fuertemente influenciada por:

- La descarga (limpieza) del fluido utilizado para las fracturas.
- Restricciones en las líneas de producción en superficie.
- Interacción (interferencia) con otros pozos o formaciones a través de fracturas naturales (fisuras). ■

Agradecimientos

Los autores agradecen las contribuciones del Lic. Carlos Salva, del Ing. Germán Paniagua y del Ing. Nicolás Roldan, por los aportes para mejorar esta nota.

Nota del editor: este artículo es parte de uno más extenso. El resto se irá publicando más adelante, dado su nivel explicativo e interés.

Simbología, significado, unidad/dimensión

μ_g : Viscosidad del gas (cPo)

A: Área de flujo (pie²)

FCD: Conductividad adimensional

H: Espesor útil de la formación (pies)

Kfw: Conductividad de la fractura (mD/pie)

k_g : Permeabilidad relativa al gas (mD)

K_h: Permeabilidad horizontal (mD)

KMSC: Miles de metros cúbicos estándar

Kv: Permeabilidad vertical (mD)

N: Potencia hidráulica (HHP)

P: Presión de bombeo en superficie (psi)

PPA: Libras de agente de sostén por galón de fluido

Pres.: Presión del reservorio (psi)

Pwf: Presión de fluencia en fondo (psi)

Q: Caudal de bombeo (bpm)

Q_g: Producción diaria de gas (SCF/día)

Q_c: Producción de gas acumulada (MSCF o MSCM)

R_e: Radio de drenaje del reservorio (pies)

Rw: Radio del pozo (pies)

T: Tiempo de producción (días)

Tres: Temperatura absoluta del reservorio (°R)

TSCF: Trillón de pies cúbicos estándar

V: Velocidad de flujo (pie/día)

X_f: Longitud efectiva de fractura (pies)

Bibliografía

Shale Gas: Focus on Marcellus Shale, OGAP/Earthworks Marcellus Shale Report, 12/2008).

BJ Services Co., *Shale Frac presentation*, February 2010.

Blanco Ybáñez, Alberto J. Ing., *Fractura Hidráulica: El Proceso Completo*, 2010.

Blanco Ybáñez, Alberto J. Ing. y Dr. Ing. Julio Vivas Hohl, *Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología*.

Central Energy Team, USGS, *Geology and Assessment of Unconventional Gas and Oil Resources*, June 2010.

Economide, Michael J. and Kenneth G. Nolte (eds.) *Reservoir Stimulation*, John Wiley & Sons LTD, 2003.

Engelder, Terry Dr., *Marcellus Shale Formation*, Penn State University, January 2009.

Fisher, K., "Barnett Shale fracturing fairways aid E&P: Production is improved by enhancing complex natural fractures", *World Oil*, August 2006.

Giusiano, A. E.; J. Alonso, G. Chebli y G. Ibáñez, *Shale Gas en la Provincia de Neuquén*, Sec. de Hidrocarburos, Energía y Minería Neuquén & Phoenix Oil & Gas, S.A., mayo 2011.

Sorenson, Federico, *Enfoque Multidisciplinario como metodología para el desarrollo de yacimientos no-convencionales*, HES, septiembre 2011.

Texas Water development Board, *Water use in Barnett Shale*, October 2009.

US Dept. of Energy and others, *Modern Shale Gas development in the US: A Primer*, April 2009.

Vassilellis, George & Carlos Sanz, *Shale Engineering*, BHI, September 2011.

Wates, George, *Completion of shale gas reservoirs*, SPE, 2011.



AZABACHE
Energy Inc.

Azabache Energy Inc. es una compañía canadiense de Exploración, Desarrollo y Producción de Yacimientos, con filiales en Argentina (Argenta Energía SA) y Colombia.

Paraguay 610, Piso 18 (C1057AAH) Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Tel/Fax +54-11 4893-4004
www.azaenergy.com
info@azaenergy.com



David Carroll: ¿Se viene la “Era dorada del gas natural”?

Por *Lic. Guisela Masarik*

El futuro vicepresidente de la IGU se explaya sobre el desarrollo actual del gas natural y sus perspectivas en el corto, mediano y largo plazo.

“El gas natural aparece como el más limpio de los combustibles fósiles, característica que lo convierte en la única alternativa cuando el objetivo primordial es un futuro energético más libre de carbono”. Así se expresó David Carroll, quien en la antesala de un gran evento mundial de la industria, el LGN 17, conversó con *Petrotecnia* en lo referente al sector energético, sobre todo al gas y al petróleo, a raíz de su teoría de que el mundo está ingresando en la “Era dorada del gas”.

“Las oportunidades de extraer provecho de los atributos positivos del gas natural son extraordinarias y redundarán en beneficio de nuestras economías y de nuestra sociedad en general” agregó Carroll, presidente y CEO del Gas Technology Institute, presidente del Comité Directivo del LGN17 y futuro vicepresidente de la International Gas Union de 2015 a 2018 (Unión Internacional de Gas, de cuyo Comité Ejecutivo el IAPG es miembro).

En la conversación se trataron cuestiones referentes

al panorama mundial del gas natural líquido (GNL) así como las oportunidades y desafíos que surgirán en la industria en el corto y mediano plazo.

Carroll explicó que el aumento de las temperaturas globales, la explosión demográfica en las economías emergentes y la suspensión temporal de la energía nuclear en Japón, de algún modo, llevaron al mundo al borde de una crisis energética. El suministro de energía se vio afectado por el incidente en la planta nuclear de Fukushima Daiichi, sumado a la disminución de las reservas de petróleo y carbón. Dijo que hay una demanda energética creciente, y que al tiempo que cerca de mil quinientos millones de personas –casi un cuarto de la población mundial– carece de acceso a la electricidad, no hay perspectiva alguna de que esta enorme demanda experimente una reducción. Lejos de eso, estima que hacia el año 2030, el crecimiento demográfico redundará en un incremento del consumo energético que oscilará entre el 30% y el 40%.

“Durante varias décadas, los combustibles fósiles continuarán siendo los pilares del *mix* energético mundial y van a satisfacer entre el 70% y el 80% de las necesidades mundiales de energía –afirmó–. Esto es atribuible, principalmente, a la gran dependencia del sector del transporte respecto del petróleo, y del sector de generación de energía respecto del carbón. De hecho, se prevé que en 2030 este último representará un 40% de la demanda energética total.

También sostuvo que hacia ese mismo año, el crecimiento de la demanda energética a lo largo del planeta estará principalmente asociado con los países asiáticos no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), entre los cuales se destacan mercados energéticos emergentes como India y China. Por ejemplo, se estima que la demanda de gas de este último se incrementará desde el nivel que tenía Alemania en 2010 hasta equiparar la demanda total de la Unión Europea (UE), aproximadamente. Por su parte, la demanda de Medio Oriente se duplicará y, según calcula la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda de India se cuadruplicará.

La cruda realidad es que el modelo energético mundial enfrenta un doble desafío, aseguró Carroll. Por un lado, crece la demanda de un abastecimiento energético confiable. Por el otro, nos enfrentamos con los efectos que produce el uso de la energía sobre el clima y el Medio Ambiente.

“Aquí es donde el gas natural aparece como el más limpio de los combustibles fósiles, característica que lo convierte en la única alternativa cuando el objetivo primordial es un futuro energético más libre de carbono”, aseguró el líder de la IGU. “El uso del gas natural ya ha experimentado un incremento sustancial y representa actualmente entre el 20% y el 25% de las necesidades energéticas mundiales”.

Ventajas del gas

La abundancia, la competitividad en términos de costo de abastecimiento, la existencia de tecnologías de extracción comprobadas y la flexibilidad en lo que respecta

a la posibilidad de operar junto con energías renovables, convierten al gas natural en el mejor recurso energético a la hora de procurar el menor costo posible y una reducción de las emisiones de carbono.

¿Y cuál es el papel del GNL en este *mix* energético? “El gas natural licuado es uno de los segmentos del mercado mundial del gas que crece más rápidamente por varios motivos: 1) es lo suficientemente flexible como para ser entregado en cualquier destino que posea una terminal receptora de GNL, 2) es accesible si se lo compara con ciertas fuentes de gas no convencionales y 3) no daña el Medio Ambiente. El GNL es un método comprobado y eficiente de transporte del gas natural alrededor del mundo.

Las investigaciones de la industria prevén que en los próximos 15 años la demanda del GNL experimentará un incremento anual del 4,6%, es decir, un aumento más acelerado que el del mercado del gas en general (2,5%). En 2010, el GNL representó el 9% del suministro mundial de gas; hacia 2030 se espera que este valor alcance el 15%.

Consultado acerca de si el futuro del gas está o no vinculado con la explotación exitosa de los aparentemente vastos recursos mundiales de gas no convencional, tanto en la experiencia norteamericana que permite su explotación económica como ante la perspectiva de que son varios los países que procuran repetir esta producción exitosa, Carroll se refirió a su viabilidad comercial, a cómo afectará al abastecimiento y a la posibilidad de que mercados emergentes de GNL como los sudamericanos estén o no en condiciones de competir con los tradicionales por el nuevo abastecimiento de ese producto.

“Los avances registrados en las tecnologías de perforación y terminación de pozos, ampliamente desplegadas en los últimos cinco años, le han dado un nuevo impulso a la producción de gas natural –dijo–, en particular, a partir de las formaciones *shale*.”

“El pionero, Estados Unidos, logró prolongar la revolución del gas de lutitas por varios motivos, entre ellos, la madurez de sus procesos de innovación, investigación y tecnología, el carácter avanzado de su infraestructura, el respaldo del Gobierno y la existencia de un mercado propicio con un vasto volumen de comercio –prosiguió–. Los mercados emergentes (incluso los sudamericanos) necesitarán de algunos de estos factores, por no decir de





la totalidad, para operar a lo largo de la cadena de valor y explotar, de esta manera, los recursos de gas no convencional, tales como los *shales*".

De acuerdo con la EIA, aseguró Carroll, 12 países –entre ellos, Australia, Papúa Nueva Guinea, Estados Unidos, Rusia y Venezuela– están proyectando nuevas terminales de licuefacción de GNL. Si estas instalaciones finalmente se materializan, la industria contará con una gran capacidad de abastecimiento, que alcanzará los 555 millones de toneladas por año hacia 2020.

En cuanto a si se verá la oferta superada por la demanda, el CEO del Gas Technology Institute reflexionó que el panorama del gas natural ha experimentado drásticas modificaciones en tan sólo una década. "Por ejemplo, América del Sur, que detentaba el 7% de las exportaciones mundiales de GNL 10 años atrás, actualmente abarca el 2,8%; se prevé que las exportaciones de GNL proveniente de Perú, Colombia, Bolivia y Trinidad, resultarán pequeñas ante la creciente demanda local por parte de la Argentina. Chile, por su parte, se erige en principal importador de GNL de la región (según datos de 2010). La brecha se está reduciendo, y las recientes actividades de exploración en las cuencas *pre-salt* del Brasil podrían evitar el incremento de los niveles de importación. En los próximos 15 años, el plan de comercialización de Petrobras, asociado con descubrimientos recientes, podría colocar a la región nuevamente en el mapa de los exportadores en los próximos quince años".

Carroll también respondió en referencia a las tendencias tecnológicas que servirán de respaldo en el recorrido que ha llevado al comercio del GNL a través de un veloz crecimiento tan sólo en los últimos cinco años: procedencia de los nuevos suministros, y qué adelantos tecnológicos pueden esperarse ante el avance de la exploración del gas natural.

"En la actualidad, prácticamente un tercio de las exportaciones mundiales de gas se transporta como GNL,

negocio que generó ingresos de 100 mil millones de dólares en 2010. Se prevé que entre 2010 y 2015, 21 nuevos países comenzarán a comercializar GNL, lo cual constituirá un estímulo para las compañías que participan o que proyecten ingresar en el mercado de ese producto".

Por ello, no sorprende que según lo estimado, los gastos de capital acumulados en relación con el GNL a nivel mundial excedan los 300 mil millones de dólares entre 2012 y 2015. Por caso, el crecimiento del comercio del GNL requiere que se agreguen unos 200 metaneros hacia 2020. Por otra parte, como señala el grupo industrial Research & Markets, de las 100 terminales de GNL que, según lo programado, operarán entre 2012 y 2020, al menos 23 estarán ubicadas *offshore*.

En ese mismo sentido, Carroll aseguró: "El futuro prometededor del GNL ha impulsado a la gran mayoría de los países ricos en reservas, a las compañías y a los inversionistas a realizar inversiones en infraestructura de licuefacción". En lo que respecta a la tecnología de licuefacción, "los procesos C3MR, Cascada Optimizada y APX continuarán siendo los más utilizados en las terminales proyectadas en el futuro cercano", dijo. También se están realizando inversiones en relación con el *shale gas* y en tecnología asociada con la exploración en aguas profundas y la extracción de gas en *tight sands*, agregó.

También se explayó sobre la demanda en el mercado, la cual resulta "esencial a la hora de fomentar el desarrollo de nuevas prácticas y tecnologías de producción para beneficio de todos los consumidores de gas natural".

"Por otra parte, la utilización de este producto en reemplazo de otros combustibles redundará en mejoras económicas y ambientales a escala global, independientemente del lugar en el que se lo consuma. La industria del transporte, por ejemplo, se convertirá en una gran beneficiaria de estas nuevas capacidades. La creciente popularidad de los vehículos de gas natural ofrece beneficios de carácter económico al tiempo que favorece la seguridad de la energía local y la

generación de empleos. Las perspectivas industriales prevén la posibilidad de que los vehículos de gas natural desplacen alrededor de 10 mil millones de galones de combustibles líquidos al tiempo que permitirán a los consumidores un ahorro de 14 mil millones de dólares en costos anuales de combustibles”, dijo.

Producción sudamericana

“En Sudamérica, el cuarto trimestre de 2010 se convirtió en el período de mayor producción de GNL en la historia de la región. Sin embargo, la consideración de la demanda local en función del potencial de exportación de GNL no es tarea sencilla, particularmente debido al surgimiento de los nuevos productores de gas: Perú y Colombia. Si bien es cierto que este mercado continuará siendo un mercado de crecimiento, existen varios factores de presión que impiden su verdadero florecimiento y expansión en la región. 20 de los 23 importadores de GNL importan este producto de Sudamérica y Centroamérica y en aquellas ocasiones en las que la región ha sacado provecho de precios de exportación de GNL más bajos en mercados clave como el de Turquía, Bélgica e Italia, la dinámica del mercado norteamericano, tras el descubrimiento de los recursos lutíticos, ha incidido significativamente en las consideraciones de estos importadores, particularmente en lo referente a la compra de cargamentos en el mercado de entrega inmediata”.

Consultado acerca de un eventual incremento de la demanda de GNL en el futuro inmediato y de la incidencia de esta coyuntura en los precios de mercado, dijo que la industrial mundial del GNL resulta aún vulnerable debido al hecho de que la oferta y la demanda continúan en permanente evolución y de que los cambios se producen con rapidez. “La interrupción temporaria de la energía nuclear a raíz del incidente ocurrido en la planta Fukushima, la recesión europea, los retrasos en el suministro de gas por parte de Australia y de los países africanos, los planes de licuefacción estadounidenses, los interrogantes ambientales asociados con el *shale gas* y los planes europeos de eliminación gradual de la energía nuclear –junto con el surgimiento de nuevos mercados– han obligado a las compañías y a los inversionistas a reformular perma-

nentemente sus estrategias de inversión y aquellas referentes al GNL”.

“Las exportaciones estadounidenses de *shale gas* tendrán un impacto sustancial en el futuro inmediato y mientras las regiones asiáticas se lamentan ante el hecho de que el precio del gas se encuentre indexado al petróleo, los expertos de la industria se manifiestan poco optimistas en cuanto al surgimiento de una alternativa inmediata a los precios impuestos por el mercado”.

“A pesar de la incertidumbre respecto del precio del GNL, el mercado de este producto es un mercado sólido y un creciente consenso público señala que el gas natural se convertirá en una fuente de energía predilecta por varias décadas. Las oportunidades de extraer provecho de los atributos positivos del gas natural son extraordinarias y redundarán en beneficio de nuestras economías y de nuestra sociedad en general. Por consiguiente, el gas natural reúne todos los requisitos necesarios para convertirse en una fuente de energía confiable, segura y limpia para los hogares, las empresas y las industrias”.

Carroll y las autoridades de la IGU preparan en estos momentos la 17.º Conferencia Internacional sobre el Gas Natural Licuado –más conocida como LNG17– que se celebrará entre el 16 y el 19 de abril de 2013 en Houston, Texas (Estados Unidos), cuyo prestigio reside en ser el único evento mundial creado por la industria que reúne a la totalidad de la cadena de valor del GNL. Este evento cuenta con el patrocinio, además de la IGU, del Instituto Tecnológico del Gas (GTI) y del Instituto Internacional de Refrigeración (IIR); será anfitriona la Asociación Americana de Gas (AGA).

“El crecimiento de este producto en el mercado mundial quedará allí reflejado”. Se espera que el LNG17, del cual *Petrotecnia* es *media partner*, congregue a más de 5.000 expertos en asuntos técnicos, estratégicos y comerciales provenientes de más de 80 países, se podrán visitar más de 300 exhibidores de productos, servicios y proveedores asociados con el GNL. También será posible oír a destacados oradores y asistir a una gran diversidad de eventos para establecer contactos y conexiones. Se contará, además, con un Foro Estratégico Global del que participarán directores ejecutivos de las principales regiones productoras de gas. ■



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



El corredor sanitario en las áreas de producción de la Cuenca Neuquina

En lo que se creó como un servicio a los profesionales de la industria, la Seccional Comahue del IAPG ha elaborado este relevamiento sobre atención sanitaria, de indudable utilidad para quienes se desplazan por las zonas de la cuenca.

Complejidad hospitalaria

Los hospitales provinciales tienen una complejidad que va de 1 a 8. Cada uno, según su complejidad, poseerá los siguientes niveles, clasificados de acuerdo con lo establecido en el Catastro Nacional de Recursos y Servicios para la Salud:

- **Nivel 1:** Atención exclusivamente ambulatoria. Visita periódica programada de médico general y atención permanente de enfermería.
- **Nivel 2:** Similar al anterior, y se agrega visita periódica de odontólogo y laboratorio elemental.
- **Nivel 3:** Cuenta con médico general en forma permanente, lo que permite sumar la atención de pacientes internados. Brinda medicina general y obstétrica y posee laboratorio y radiología elementales.
- **Nivel 4:** Posee diferenciación en las cuatro clínicas básicas: medicina, cirugía, pediatría y tocoginecología, tanto en consultorio como en internación y odontología en forma permanente. Se realizan cirugías como

actividad regular.

- **Nivel 6:** A las cuatro clínicas básicas se agregan otras especialidades quirúrgicas, tanto en consultorio como en internación. Los servicios auxiliares de diagnóstico y tratamiento se hacen más complejos y aparecen anatomía, patología y electrodiagnóstico.
- **Nivel 8:** Amplia gama de especialidades médicas y quirúrgicas apoyadas por servicios auxiliares de gran complejidad, que incluyen: radioterapia, medicina nuclear y terapia intensiva. El espectro de especialidades que cubre le permite resolver por sí mismo la mayor parte de los problemas médicos.

Detalles de los corredores sanitarios

Provincia del Neuquén

Neuquén capital

- **Hospital Castro Rendón-Nivel 8**

Hospital de referencia de la región patagónica, ubicado en el centro de la ciudad de Neuquén, a 10 km del aeropuerto de la ciudad, lleva aproximadamente entre 15 y 20 minutos llegar en ambulancia, debido a la cantidad de semáforos y tráfico que hay entre los 2 puntos. Por ser el de mayor complejidad en la Patagonia, tiene un gran nivel resolutivo. Brinda servicios médico y quirúrgicos especializados. Centro único coordinador de ablación e implantes.

Dirección: Buenos Aires 450, (8300) Neuquén.

Tel. de emergencias, líneas rotativas: (0299) 4490852

Ambulancias: 107

Director del hospital: Dr. Adrian Lamel.

Cel.: 154016726

- **Policlínico Neuquén-Nivel 5**

Se ubica a pocos metros del Hospital Castro Rendón, cuenta con todas las especialidades y servicios diagnósticos de un centro de alta complejidad.

Dirección: Calle Alberdi 269, (8300) Neuquén

Tel. de emergencias, líneas rotativas:

(0299) 4422331/332

Coordinador del policlínico: Diego Lorandi.

Cel.: (0299) 156374444

Gerente: Rubén Gasparini. Tel. directo:

(0299) 4423061

- **Hospital Horacio Heller-Nivel 6**

Hospital general de agudos. Se ubica dentro de la ciudad de Neuquén en la zona oeste, circunscripto por las calles Godoy, Lighuen, Quimey y Marín. Está en condiciones de resolver la demanda de mediana y baja complejidad de su área de influencia, siendo, además, el hospital de referencia del área oeste de la Zona Sanitaria I, (Plottier, Senillosa, El Chocón), para los problemas que no superen esta complejidad. Cuenta con quirófano y terapia intermedia.

Dirección: Godoy y Lihúen

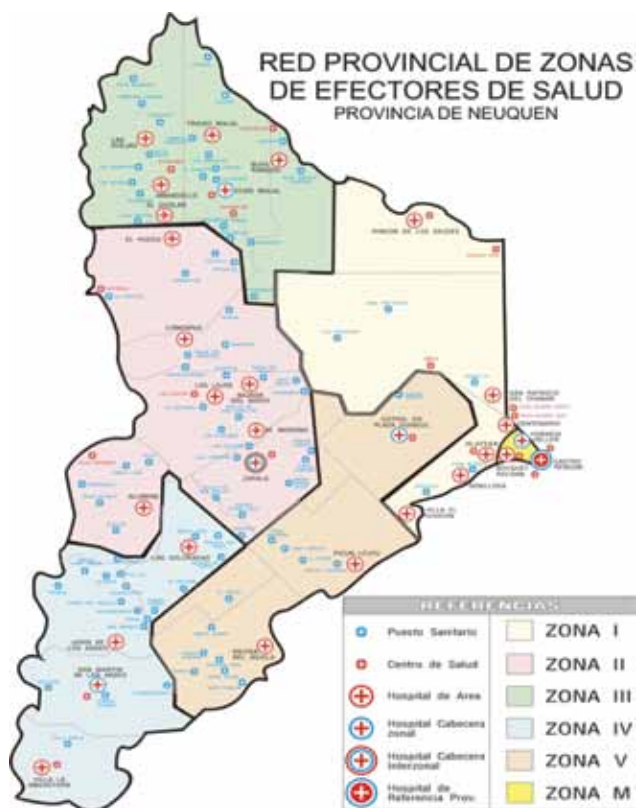
Tel.: (0299) 446 6661/449 0700

- **Hospital Bouquet Roldán-Nivel 4**

No cuenta con quirófanos, tiene algunas especialidades, pero internación básica: pediatría, neo, clínica general.

Dirección: Teodoro Planas 1915, (8300) Neuquén Capital.

Tel.: (0299) 4438181(líneas rotativas)/(0299) 4425105



Rincón de los Sauces

- **Clínica y maternidad Rincón-Nivel 6**

Se ubica en la ciudad de Rincón de los Sauces, aproximadamente a 280 km de la ciudad de Neuquén.

Dirección: Norambuena y ruta 6, Rincón de los Sauces

Tel. de emergencias, líneas rotativas: (0299) 4886455

Director: Néstor Villegas. Cel.: (0299) 15 5126220

Dirección: Narambuena, Rincón de Los Sauces

Tel.: (0299) 488-6455

- **Hospital Rincón de los Sauces Buta Ranquil-Nivel 3**

Es cabecera de zona norte y tiene quirófanos y cuidados mínimos, es decir, opera urgencias o riesgos bajos y, si se necesita mayor complejidad intermedia o crítica, realiza derivaciones.

Otros departamentos

- **Hospital de Cutral-Có y Plaza Huincul-Nivel 4 (con quirófano).**

Dirección: Saenz Peña y Alberdi. Tel.: 496-1608

- **Hospitales de Piedra del Águila, Picún Leufú, Chocón, Senillosa y Plottier-Nivel 3**

- **Hospital Piedra del Águila**

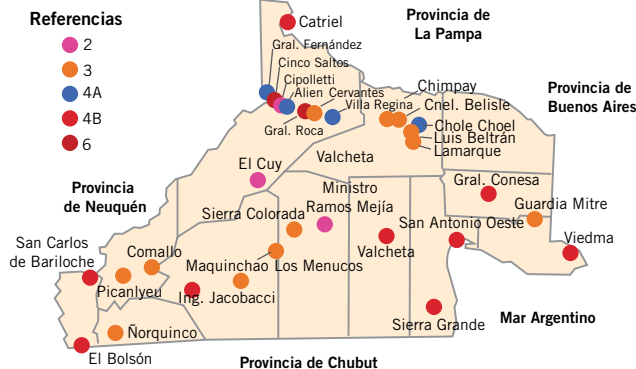
Dirección: 9 de Julio y Rivadavia, Piedra del Águila (Q8315) Neuquén. Tel.: (2942) 49-3141

- **Hospital Picún Leufú**

Entre Ríos S/n, Picún Leufú (Q8313AQA) Neuquén

Tel.: (2942) 49-2022

Complejidad de los hospitales



Hospital Villa El Chocón

Calle Sin Nombre, Villa El Chocón (Q0), Neuquén.

Tel.: (299) 490-1150

Hospital Senillosa

Senillosa (Q8320) Neuquén Tel.: (299) 492-0534 / 493-3157 / 493-6097

Hospital De Plottier

Martellota y Sabin, Plottier (Q8316), Neuquén

Tel.: (299) 493-6098

Hospital Integrado De Plottier

Buenos Aires Norte y Zabaleta, Plottier (Q8316), Neuquén. Tel.: (299) 493-6000

- **Hospital de Zapala-Nivel 6**
Cuenta con quirófano y sector de cuidados intermedios.
- **Hospital del Añelo-Nivel 2**
Sin internación y deriva a San Patricio del Chañar para internación general.
- **Hospital San Patricio del Chañar-Nivel 3**
Dirección: Barrio Obrero
Tel.: 0299-4855084

Provincia de Río Negro

Cipolletti-General Roca

- **Hospital Pedro Moguillansky-Cipolletti-Nivel 6**
Dirección: Naciones Unidas entre Falucho y Venezuela Nº 770, Río Negro, Cipolletti
E-Mail: direccion@hospitalcipolletti.com
Tel.: (0299)-477030 / Fax: (0299)-473192
- **Fundación Médica Río Negro-Nivel 8**
Este centro de alta complejidad se encuentra situado en la ciudad de Cipolletti. Es un centro de referencia para toda la provincia de Río Negro. Cuenta con todas las especialidades, sobre todo patologías cardiovasculares.
Dirección: Av. Menguele 273, Cipolletti, Río Negro.
Tel. de emergencia/líneas rotativas: (0299) 4770405-477701/02. Director: Dr. Alejandro Schroeder
- **Hospital Vecinal General Roca-Nivel 6**
Dirección: Gelonch 721. Telf: (0298) 4435456
- **Sanatorio Juan XXIII-Nivel 6**
Es un centro médico de alta complejidad, cuenta con capacidad resolutoria, no tiene guardias activas de todas las especialidades. No cuenta con ambulancias propias, contrata particulares de ser necesario.
Dirección: Calle Buenos Aires 1429, General Roca, Río Negro.

Tel. de emergencia/líneas rotativas: (02941) 430131/2
Director: Dr. Clavería. Tel.: (02941)-430131/2 int.: 225

Catriel-25 de Mayo (La Pampa)

• Hospital Área Programática Catriel-Nivel 4b

Dirección: España 50

Telf.: (0299) 4911102/ 4911298

• Clínica y Maternidad Catriel-Nivel 4

Cuenta con tomógrafo

Dirección: Roca 448 -Catriel
(0299) 4911199

Sur de Mendoza

• Hospital de Malargüe-Nivel 4

Parte de la red provincial de Mendoza, centro de mediana resolución, tiene mucha demanda y poca cantidad de camas. Actualmente en remodelación, planifica inaugurar nuevas aéreas y especialidades para este mismo año 2012. No cuenta con neurólogo, neurocirujano ni tomografía, estas se realizan en centros particulares. En caso de cirugía, sólo se realizan operaciones de baja complejidad, el resto es derivado a otras ciudades. No cuenta con todas las especialidades, ni con todos los exámenes auxiliares. De ser necesario, el especialista es llamado, pero no forma parte de la plantilla del hospital, en caso de resonancia o tomografía, el paciente es llevado a un centro de imágenes particular.
Dirección: E. Aldao sin número, Malargüe, Mendoza.
Tel. de emergencia, líneas rotativas: (02627) 471 746/748. Director: Dr. Coria: Teléfono: (02627) 470965

Recomendaciones de derivación ante emergencias

Habiendo evaluado la mayoría de los centros, se recomiendan como sitios preferenciales de traslado los siguientes establecimientos:

Para zona Neuquén:

1. Hospital Castro Rendón-Nivel 8
2. Policlínico Neuquén-Nivel 6
3. Hospital Horacio Heller-Nivel 6

Para zona Rincón de Los Sauces

- 1- Clínica y Maternidad Rincón de los Sauces-Nivel 6

Para zona Chos Malal

Hospital Chos Malal-Nivel 4

Av Estanislao Flores 650, Chos Malal (Q8353azr)
Neuquén. Tel.: (2948) 42-1146

Para zona Plaza Huincul-Cutral Có

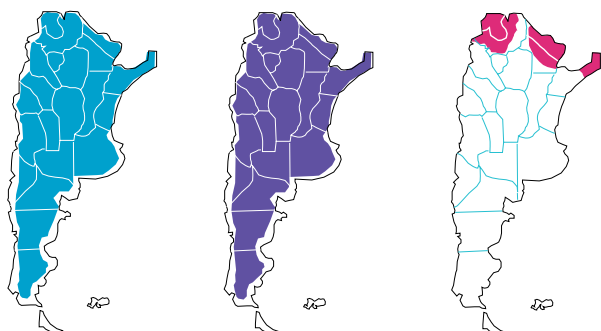
1. Hospital de Cutral Có-Plaza Huincul-Nivel 4
2. Sanatorio Plaza Huincul-Nivel 4

Para zona Zapala

1. Hospital de Zapala-Nivel 6

Para zona General Roca

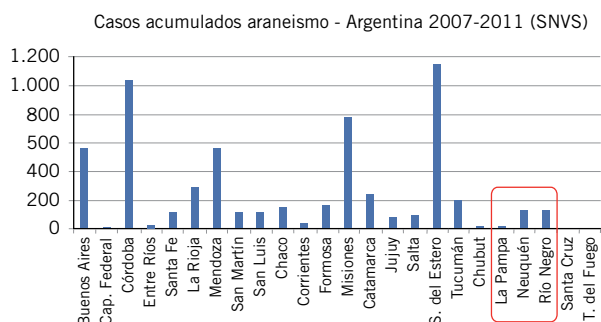
1. Hospital Vecinal General Roca-Nivel 6
2. Sanatorio Juan XXIII-Nivel 6
3. Hospital Pedro Moguillansky-Cipolletti-Nivel 6
4. Fundación Médica Río Negro-Nivel 8



Mapa 1:
Distribución del género *Loxosceles* en Argentina

Mapa 2:
Distribución del género *Latrodectus* en Argentina

Mapa 3:
Distribución del género *Phoneutria* en Argentina



Casos acumulados de envenenamiento por arañas, por provincia, período 2007-2011. Fuente: SNVS

Para zona Catriel - 25 de mayo

1- Clínica y Maternidad Catriel – Nivel 4

Centros antiponzoñosos

Los emponzoñamientos o envenenamientos por la picadura de arañas o víboras son eventos potencialmente graves y letales, pero prevenibles y tratables. Constituyen una **emergencia médica**.

Los centros de asistencia médica ante picaduras de arañas y mordeduras de víboras son todos los hospitales de las áreas mencionadas anteriormente (provincias del Neuquén, de Río Negro y Sur de Mendoza), en ellos se encuentran los sueros antídotos correspondientes.

Los centros de información y asistencia (telefónica o presencial) de referencia en el país son los siguientes:

Centros especializados en asistencia y/o información sobre animales venenosos

Centro Municipal de Patologías Regionales y Medicina Tropical (CEMPRAMT)-Área zootopatología médica.

Hospital de Infecciosas F. J. Muñiz – Ministerio de Salud – GCBA.

Responsable: Dr. Tomás Orduna.
 Dirección: Uspallata 2272 – Pabellón 30 Sala 9 – CP 1282 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
 Tel.: (011) 4305-3161 / (Conmutador) 4304-2180/4305-0357 int. 231.
 Fax: (011) 4304-2386. E-mail: cempramt@intramed.net
 Tipo de asistencia que se brinda: personal y telefónica.

Horario de atención de pacientes con accidentes por animales ponzoñosos: lunes a viernes de 8.00 a 14.00 en Sala 9. Fuera de este horario y días feriados concurrir a Guardia del Hospital Muñiz (las 24 horas): (011) 4304-5555.

Instituto Nacional de Producción de Biológicos – ANLIS – “Dr. Carlos Malbrán” – Ministerio de Salud de la Nación. Área de Investigación y Desarrollo / Serpentario.

Responsable: Dr. Adolfo de Roodt.
 Dirección: Av. Vélez Sársfield 563, CP 1281, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
 Tel./Fax: (011) 4301-2888. E-mail: aderoodt@anlis.gov.ar
 Tipo de asistencia que brinda: personal y telefónica.
 Horario de atención: lunes a viernes de 9.00 a 18.00hs.

Instituto de Animales Venenosos “Dr. Jorge W. Abalos”.

Ministerio de Salud y Desarrollo Social.
 Responsable: Dra. Miriam G. Vurcharchuc.
 Av. Belgrano (S) 2050, CP 4200, Santiago del Estero.
 Tel./Fax: (0385) 4229383. E-mail: iavsgo@yahoo.com.ar

Distancias aproximadas

Desde los principales yacimientos o áreas hasta las ciudades más cercanas con centros asistenciales de Nivel 4 en adelante:

- Yac. El Trapial (Chevron): 50 km a R.de Los Sauces... 270 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Loma Negra (Chevron): 35 km a Gral. Roca... 75 km a Cipolletti.
- Yac. El Portón (YPF): 100 km a Rincón de los Sauces... 320 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Chihuido (YPF): 40 km a Rincón de los Sauces... 260 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Estación Fernández Oro (Apache): 15 km a Cipolletti.
- Yac. Loma La Lata (YPF): 60 km a Centenario... 80 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Loma de Yegua (Total): 50 km a Añelo... 135 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Aguada pichana (Total): 50 km a Añelo... 135 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Medanito (Petrobras) - 20 km a Catriel... 110 km a Cipolletti o Neuquén.
- Yac. Río Neuquén (Petrobras): 30 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Sierra Chata (Petrobras): 160 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Puesto Hernández (Petrobras): 20 km a Rincón de los Sauces... 250 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. El Mangrullo (Petrobras): 40 km a Plaza Huincol.
- Yac. Centro Este (Petróleos Sudamericanos): 50 km a Catriel... 200 km a Cipolletti.
- Yac. Centenario (Pluspetrol): 7 km Centenario... 27 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Loma Guadalosa (Pluspetrol): 120 km a Cipolletti.
- Yac. El Porvenir (Pluspetrol): 15 km a Pza. Huincol/Cutral-Có... 90 km a Neuquén
- Yac. El Corcovo (Pluspetrol): 100 km a Catriel... 240 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Pto. Morales (Gran Tierra): 60 km a Catriel... 200 km a ciudad de Neuquén.
- Yac. Medanito sur y Rinconada (Americas petrogas): 150 km a Gral. Roca... 190 km a Cipolletti.



Congresos y jornadas

Los que se fueron. 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

Concluyeron con éxito las Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo

El 20 y 21 de septiembre último y ante más audiencia de la prevista, se realizaron en la ciudad de Mendoza, organizadas por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, con la participación de las Seccionales Comahue y Cuyo, las Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo, dedicadas a los métodos utilizados para la recuperación de hidrocarburos en secundaria, asistida y terciaria, o *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

En efecto, estas jornadas se desarrollaron ante unos 240 asistentes, que las calificaron de "excelentes" ya que abarcaron en profundidad los aspectos operativos, técnicos y económicos de esta área de la producción, sin duda uno de los ejes para reponer reservas en un país con yacimientos maduros, respetando el Medio Ambiente y las comunidades.

Las jornadas sirvieron para conectar y difundir experiencias y conocimientos locales entre usuarios, proveedores y desarrolladores de empresas operadoras, de servicios y consultoras. Además, permitieron el intercambio de experiencias y conocimientos (problemas, soluciones y lecciones aprendidas) técnico-económicos relacionados con proyectos de EOR en todas sus etapas (gestión, diseño, implementación, operación y gerenciamiento) incluyendo los temas vinculados con el Medio Ambiente.

También se pudieron discutir novedades y tendencias en optimización de materiales, técnicas, diseños, herramientas de modelado y monitoreo de estos proyectos. Asimismo, se generaron y evaluaron aportes desde el ámbito académico a las problemáticas de las diferentes aplicaciones.

En el transcurso de las Jornadas se dieron dos conferencias de apertura, se disfrutó de la actuación del Coro de la Destilería Lujan de Cuyo, se presentaron 19 trabajos





técnicos, se realizaron dos mesas redondas y una discusión entre pares.

“Podemos, sin duda, calificar de excelentes a estas jornadas, tanto por el nivel de las exposiciones como por el conocimiento compartido con activo debate y la participación de todos”, aseguró a su cierre el Presidente del Comité Organizador de las Jornadas, Ing. Juan José Trigo. Y expuso las conclusiones de sus organizadores:

- “No podemos dejar de mencionar que muchos de los trabajos son iniciativas en desarrollo, y los resultados se verán en un futuro próximo”.
- “El hecho de exponer los trabajos ante pares ha permitido nutrirlos con opiniones e ideas”.
- “Hemos visto con agrado la amplia participación internacional que indica la relevancia del evento y concluir que nos une la misma problemática”.
- “Conscientes de que el desafío y desarrollo futuro nos incluye a todos, el IAPG se ha propuesto impulsar estas actividades”.
- “También fue para destacar el compromiso de todos con los horarios y la organización en general”.

De entre los trabajos destacados figura como principal: “Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR mediante la inyección de geles de dispersión coloidal en el campo Dina Cretáceo”, presentado por profesionales de Ecopetrol.

Primera y segunda mención recibieron, respectivamente: “Técnicas de terminación y producción de pozos de yacimientos de arenas no consolidadas de la formación Centenario, de profesionales de Pluspetrol y “Modelo capacitivo-resistivo multicapa con conectividades dinámicas”, de la empresa YPF S.A.



Se destacó también como positiva la presencia de numerosos profesionales jóvenes que están trabajando a diario con estos proyectos, por lo cual el intercambio de experiencias y recuento de soluciones de desafíos cotidianos o también de errores cometidos y solucionados, estuvo garantizado.

En conjunto con las Jornadas, la Seccional Cuyo del IAPG organizó una serie de conferencias en la Universidad Nacional de Cuyo y de charlas sobre Derecho relacionado con la industria de los hidrocarburos (ver pág. 119).

Segundas Jornadas Comerciales del IPA

El 6 de septiembre último, el Instituto Petroquímico Argentino realizó en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires las Segundas Jornadas Comerciales, con la colaboración de la Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana (APLA) y la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP).

Allí, un panel de expertos en comercio exterior y empresas del sector relataron experiencias en el desarrollo de productos y mercados. Por su parte, representantes de las compañías que se hallan al final de la cadena de valor comentaron las necesidades de la industria para satisfacer las demandas del mercado de consumo. Por último, consultoras locales expusieron sobre la tendencia de los mercados finales de la petroquímica.

Las jornadas estuvieron destinadas a gerentes, directores y profesionales de las áreas Comercial, Marketing, Finanzas, Planificación y Logística de empresas petroquí-



micas, químicas, distribuidoras y transformadoras, así como de empresas prestadoras de servicios como bancos y de transporte y logística.

Los que vendrán

El 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

También la actividad centrada en la refinación tendrá su momento del 30 de octubre al 2 de noviembre próximos, en el 3.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, organizado por el IAPG y por ARPEL. La sede será el Hotel Sheraton de Buenos Aires, y allí se tratarán los nuevos desafíos que se les presentan a los profesionales involucrados con este importante segmento del *downstream*.



El World Shale Series Latin American Summit 2012, en la Argentina



WORLD SHALE SERIES
LATIN AMERICA SUMMIT

Como un capítulo latinoamericano del exitoso World Shale Series Latin America Summit, se celebrará en Buenos Aires, del 28 al 30 de noviembre de

este año, el World Shale Series Latin American Summit. La prestigiosa serie de conferencias especializadas llega al país, a raíz de las altas expectativas de producir *shale gas* en el país. El IAPG y la Unión Internacional de Gas (IGU, por su sigla en inglés) oficiarán como anfitriones asociados de este congreso de dos días. Los temas relevantes que se tratarán serán: identificar las oportunidades más atractivas en la industria del *shale gas* en la región, su mejor aprovechamiento, su desarrollo a través de alianzas

estratégicas y empresas mixtas; un análisis detallado de estudios de casos exitosos que permitirán determinar los pasos a seguir tras el descubrimiento de un yacimiento no convencional, y la transferencia de tecnología en el entorno operativo de América Latina, entre otros.

Se espera la presencia de expertos y de inversionistas internacionales, representantes gubernamentales, propietarios de tierras, operadoras y compañías de servicios para enfocarse en la industria de no convencionales en la zona. El presidente del IAPG, Ing. Ernesto A. López Anadón, será uno de los *speakers*.

Para más información: latam.world-shale.com y mrambridge@thecwcgroup.com

Conferencia internacional LNG17

La organización del congreso LNG17 sobre gas natural licuado, del que *Petrotecnia* es *media partner*, convoca a la conferencia sobre Gas Natural Licuado que se realizará en Houston del 16 al 19 de abril de 2013.

Pensada exclusivamente para el sector de gas licuado, LNG17 será un evento estratégico tecnológico y comercial para profesionales expertos y comprometidos. Se espera la visita de más de 5.000 profesionales y de 10.000 hombres de negocios provenientes de 80 países, además de una zona de exposición de 200.000 m². LNG17 cuenta con el patrocinio de la Unión Internacional del Gas (IGU), el Instituto Tecnológico del Gas (GTI) y del Instituto Internacional de Refrigeración (IIR). Como anfitriona, está la Asociación Americana de Gas (AGA, por su sigla en inglés).



El 22.º WEC llama a presentar trabajos

Con el llamado a presentar trabajos técnicos, comenzó la cuenta regresiva del 22.º Congreso Mundial de la Energía 2013 (World Energy Council, WEC). El Congreso tendrá lugar en Daegu, Corea del Sur, del 13 al 17 de octubre de 2013. Será el tercer Congreso Mundial que se realiza en Asia y el primero, en Corea del Sur.

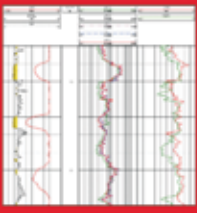
Tanto la situación energética mundial como la del país hacen particularmente interesante este congreso de energías múltiples, al cual asisten participantes de todo el mundo. La edición previa, en 2010, se realizó en Montreal y asistió una delegación argentina de 39 participantes: siete trabajos connacionales fueron aceptados y publicados; se espera superar esa cantidad en Daegu. Quienes se postulen deberán enviar una copia al Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME), vínculo oficial en nuestro país entre el WEC y las personas y organizaciones vinculadas con el sector energético.

Más información: <http://www.daegu2013.kr> y cacme@cacme.org.ar.



Nuevo

REGISTROS DE POZO
PRINCIPIOS Y APLICACIONES



Obra indispensable para geólogos e ingenieros de la industria del petróleo y gas que utilizan perfiles para evaluar formaciones o planear terminaciones

Alberto Khatchikian

En venta en: Librerías SBS
Av. Córdoba 1840 - Buenos Aires
www.sbs.com.ar

ENCUENTRO DE LA INDUSTRIA NO CONVENCIONAL EN AMÉRICA LATINA



CO-PATROCINADO POR



REGÍSTRESE
ONLINE:
www.world-shale.com/latam



WORLD SHALE OIL & GAS LATIN AMERICA SUMMIT

28 - 30 de Noviembre 2012 | Buenos Aires | Argentina

CONSTRUYA ALIANZAS ESTRATÉGICAS PARA POTENCIAR LA INDUSTRIA NO CONVENCIONAL EN AMÉRICA LATINA

PRESTIGIOSOS ORADORES DE TODA LA REGIÓN:



Jérôme Ferrier
President
International Gas Union
(IGU) & Senior Vice President,
Corporate Security
TOTAL



Ernesto López Anadón
President
Instituto Argentino del
Petroleo y del Gas (IAPG)



Minister Ing. Guillermo Coco
Ministry of Energy
Environment & Public
Services, Province of Neuquen



Mario Gabriel Budebo
Undersecretary of
Hydrocarbons
Ministry of Energy, Mexico



Monica Neves Cordeiro
Gas Superintendent
Companhia Energética de
Minas Gerais (CEMIG)

PROMOCIONADO POR



PATROCINADO POR:



www.world-shale.com/latam

Para reservas o mayor información contactar con
Melissa Rambridge en +44 20 79780752 o mrambridge@thecwcgroup.com

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Pluspetrol, con nuevo *country manager*

Pluspetrol designó al licenciado Natalio Battaglia como nuevo *country manager* –gerente general– de la compañía en la Argentina.

Natalio Battaglia es licenciado en Administración de Empresas egresado de la University of South Florida, Estados Unidos, país en el que también cursó estudios de posgrado, en las Universidades de Dundee y de Central Florida. En la Argentina, participó de los programas PDD y PAD de desarrollo de Alta Dirección del IAE.



El flamante gerente general cuenta con una gran experiencia en el sector energético producto de sus más de 15 años de desarrollo en la compañía. Se incorporó a Pluspetrol en el año 1997 en el área de Contratos & Joint Ventures, más tarde, fue jefe de Gerenciamiento de Riesgos Financieros, gerente de Finanzas en Perú y luego Vicepresidente Comercial.

Anteriormente, Battaglia trabajó en entidades financieras y de comercio exterior de los Estados Unidos y de la Argentina.

Más de 12.000 personas visitaron Intersec

Intersec Buenos Aires 2012, Exposición Internacional de Seguridad, Protección contra Incendios, Seguridad Electrónica, Industrial y Protección Personal realizada del 15 al 17 de agosto último en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, recibió a 12.449 visitantes entre profesionales, usuarios y empresarios del sector.

La muestra, que se destaca por comprender todo el mercado en sus tres sectores principales: Fire, Security y Safety, contó con la participación de 160 empresas expositoras

provenientes de nueve países: Argentina, Bélgica, Brasil, China, Colombia, Estados Unidos, Malasia, México y República Checa; por su parte, los visitantes provinieron de 25 países de América, Asia y Europa.

La organización de la muestra estuvo a cargo de la Cámara Argentina de Seguridad Electrónica (CASEL), la Cámara Argentina de Seguridad (CAS) y Messe Frankfurt Argentina. La sede elegida fue La Rural Predio Ferial.

Durante Intersec Buenos Aires 2012 se desarrollaron las siguientes actividades: el Congreso de Seguridad Integral, organizado por CAS y CASEL, compuesto por jornadas sobre elementos de protección personal, nuevas tecnologías en seguridad pública y privada, sobre instalaciones contra incendios, sobre seguridad de la sociedad y la continuidad de los negocios frente a emergencias y desastres, "Políticas de Implementación de la Tecnología aplicada a la Seguridad Pública"; y el encuentro de la Asociación Latinoamericana de Seguridad (ALAS) y CASEL.

También se realizó el Primer Encuentro Internacional de Bomberos organizado por el Consejo Nacional de Bomberos y el Ministerio del Interior de la Nación. Se realizaron competencias al aire libre por equipos y participaron asistentes provenientes de las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Corrientes, Chubut, La Pampa, Mendoza, Santa Fe y Tucumán y de otros países como Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Paraguay y Uruguay.

Asimismo, se efectuó el Primer Seminario Regional ASIS de Profesionales de la Seguridad realizado durante los días 15 y 16 de agosto por ASIS International; asistieron alrededor de 154 profesionales y hubo conferencias de los expositores formadas por más de 20 charlas sobre temas que abarcaron los sectores de Fire, Security y Safety; la 5.º Ronda de Negocios Internacionales de Productos y Servicios de Seguridad Electrónica, Industrial y Protección Personal, organizada por Messe Frankfurt Argentina y Cancillería Argentina, a través de la Fundación Export.Ar, y PROARArgentina. De estas reuniones participaron 25 empresas locales del sector y cinco compradores extranjeros de Brasil, Chile, Ecuador y Suiza.

Intersec Buenos Aires 2014 será parte de la marca global de exposiciones de seguridad de Messe Frankfurt que incluye Seguriexpo Buenos Aires, Intersec Dubai, Secutech India, Secutech Taiwán, Secutech Vietnam y Secutech Thailand.

CASEL es la entidad que congrega a las empresas fabricantes, importadoras, integradoras y de servicios del sector de la seguridad electrónica. CAS es una entidad sin fines de lucro cuyo objetivo es fomentar el espíritu de asociación entre los empresarios dedicados a la fabricación, comercialización o prestación de servicios vinculados con los elementos destinados a la protección de vidas y bienes.



Siemens encabeza el *ranking* de sustentabilidad

Siemens escaló hasta la cima del Dow Jones Sustainability Index (DJSI) en la categoría de empresas de “Bienes y servicios industriales”, y obtuvo también el primer lugar en el sector de “Actividad Industrial Diversificada”, anunció la empresa en un comunicado.

Se trata del primer puesto por quinto año consecutivo en esta escala DJSI, en la que Siemens está presente desde principios de 1999.

En efecto, la compañía logró su mejor resultado hasta la fecha con 92 puntos (2011:90) sobre un posible de 100. La categoría “Actividad Industrial Diversificada” incluye empresas como 3M, General Electric, Toshiba y ThyssenKrupp.

Siemens también fue honrada por el “Carbon Disclosure Project”, en el que recibió 98 puntos (2011:97) de un posible de 100.

Siemens genera más del 40% de sus ingresos con productos respetuosos del Medio Ambiente. En el año fiscal 2011, las tecnologías de la compañía permitieron reducir las emisiones de CO₂ de sus clientes por casi 320 millones de toneladas.

Estos productos también permiten a sus clientes ahorrar grandes importes, aseguró la empresa. Y ejemplifica con una empresa de energía eléctrica de los Estados Unidos que espera que utilizando turbinas de gas Siemens –las más potentes y eficaces en el mundo– se puedan reducir sus costos en alrededor de USD 1.000 millones (neto) en el transcurso de su ciclo de vida completo.



Reconocen la estrategia de Gas Natural Fenosa contra el cambio climático

El Informe *CDP Global 500 Climate Change Report 2012*, que analiza la estrategia contra el cambio climático de las



mayores empresas del mundo, destaca el comportamiento en transparencia y gestión del cambio climático que realiza la multinacional energética.

La compañía española lidera la clasificación mundial dentro del grupo de las *utilities* y ocupa la tercera posición, junto a otros dos grupos industriales, en la clasificación global de este año. Es la primera vez que una empresa española está entre las diez primeras a nivel internacional en este informe.

De este modo, Gas Natural Fenosa es la *utility* mejor valorada del mundo según el informe *Carbon Disclosure Project* (CDP Global 500) correspondiente a 2012, que analiza el comportamiento en el ámbito del cambio climático de las principales compañías a nivel internacional.

Los dos principales parámetros que mide este estudio son la transparencia, a través del índice Carbon Disclosure Leadership Index (CDLI), y la estrategia de las compañías en materia de cambio climático y reducción de emisiones, a través del Carbon Performance Leadership Index (CPLI).

Actualmente la empresa lidera, en el grupo de las compañías de servicios energéticos, ambas clasificaciones a nivel mundial. En el CDLI, con un resultado de 99 puntos sobre 100, cuatro por encima de la siguiente *utility* en la clasificación. En cuanto al CPLI, la compañía obtiene una calificación de “A”, la máxima posible. En la clasificación global, la compañía española ocupa la tercera posición, junto a las multinacionales Basf y BMW, sólo por detrás de los grupos Nestlé y Bayer.

La empresa asegura que el resultado de los índices demuestra su compromiso con el Medio Ambiente. Carbon Disclosure Project destaca el enfoque estratégico y la responsabilidad de la compañía en todo lo relacionado con el cambio climático: la capacidad de medición y gestión de la huella de carbono y sus prácticas de transparencia a la hora de informar a los diferentes grupos de interés de la empresa. CDP destaca la existencia de una verificación externa de los datos relacionados con el cambio climático y la publicación de esta información en sus comunicaciones externas.

Genneia presenta el ahorro generado por el Parque Eólico Rawson

El Parque Eólico Rawson (PER), el primero de gran escala en la Argentina, ha generado en lo que va del año un ahorro de 46,5 millones de dólares para el país en importación de combustibles y de 126 mil toneladas de dióxido de carbono no emitidos a la atmósfera, gracias a la generación de 186.000 MWh de energía limpia.

Durante agosto último, ha producido 22.300 MWh, que implica un ahorro de 5,5 millones de dólares en importación de combustibles y una reducción de las emisiones de dióxido de carbono de 15.200 toneladas.

Desarrollado por la compañía Engasud, actualmente Genneia, el Parque Eólico Rawson está compuesto por 43 aerogeneradores Vestas V90 de 1.8 MW cada uno, sumando una potencia total instalada de 80 MW. Enmarcado en el programa GENREN, obtuvo su habilitación comercial por parte de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) en enero del 2012.

La Patagonia Argentina presenta un régimen de vientos óptimo para la generación de energía eólica, por lo que se destaca entre las regiones más aptas del mundo para este propósito. La excelente ubicación del parque, en el noroeste del Chubut, permitió una generación promedio de 700 MWh/día, con días pico de entre 1.000 y 1.300 MWh.



Subsidios del Mincyt a pymes para una producción más limpia

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT), dependiente del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (Mincyt), adjudicará hasta \$800.000 de aportes no reembolsables (ANR) para el financiamiento de proyectos de desarrollo tecnológico de pymes que estén orientados a lograr una producción más limpia o a minimizar el impacto ambiental de sus actividades productivas.

La convocatoria ANR P+L 2012, que cierra el 31 de octubre, es administrada por el Fondo Tecnológico Argentino (FON-TAR) de la Agencia, en el marco del Programa de Innovación Tecnológica II.

Se considerarán elegibles los proyectos presentados bajo dos modalidades:

- **Proyectos de producción más limpia:** centrados en la modificación o el desarrollo de un producto o proceso, orientado a disminuir la generación de residuos y efluentes en el ciclo de producción o uso, y que comprendan:
 - Desarrollo de tecnologías 3R: a través del reuso, el reciclado y la recuperación de insumos o materiales auxiliares dentro del mismo proceso productivo.
 - Sustitución de materiales: que impliquen esfuerzos de ingeniería o investigación para la eliminación o reducción de los insumos contaminantes como innovación en el proceso de producción.
 - Cambios tecnológicos: que apunten a incrementar la eficiencia y el desempeño ambiental en el ciclo de producción. No incluye el tratamiento de desechos ni la remediación de sitios contaminados.
 - Diseño y desarrollo de productos: incluye la innovación en productos o en sus envases y embalajes que minimicen el impacto ambiental, ya sea en las etapas de producción, utilización o disposición final.

- **Proyectos de desarrollo de tecnologías para la gestión ambiental de residuos y efluentes orientados a:**
 - Desarrollo de tecnologías 3R: a través del reuso, el reciclado y la recuperación de insumos o materiales auxiliares que puedan ser utilizados como materia prima dentro de otro proceso productivo de la misma empresa.
 - Cambios tecnológicos: que apunten al mejoramiento del desempeño ambiental mediante el tratamiento de los desechos.

Las iniciativas presentadas bajo la modalidad de producción más limpia podrán recibir subvenciones de hasta el 60% del costo total del proyecto, mientras que aquellas que estén orientadas al desarrollo de tecnologías para la gestión ambiental de residuos y efluentes podrán recibir hasta el 50%. En ambos casos, las firmas beneficiarias deberán invertir el resto como contraparte. El monto total de aportes no reembolsables a adjudicar no podrá superar los \$800.000 por empresa, las cuales tendrán 36 meses de plazo máximo para la ejecución de sus iniciativas. Para más información sobre bases, condiciones, documentación y formularios para la presentación de proyectos: www.agencia.gov.ar



**International
Bonded Couriers**

International Bonded Couriers

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

Av. Independencia 2182 - Capital Federal (C1225AAQ)
 Tel: (011) 4308-3555 // Fax: (011) 4308-3444
 email: bue-ventas@ibcinc.com.ar // web: www.ibcinc.com.ar

Schneider Electric lanza nuevas herramientas

APC by Schneider Electric, empresa dedicada a los servicios integrales de energía crítica y enfriamiento, ofrecerá un entrenamiento *online* llamado Small IT Design and Solutions Series, para que se conozcan las soluciones que ofrece el negocio para el sector pymes. A través de guías interactivas y de fácil comprensión, el canal tendrá acceso a todos los recursos necesarios para ayudar a los clientes a elevar la eficiencia, y nivelar las oportunidades de virtualización y consolidación. En efecto, tras el reciente lanzamiento de InfraStruxure™ Small IT, la primera oferta que permite a las pequeñas y medianas empresas diseñar y construir sus infraestructuras físicas de IT alrededor de la energía de una oferta integral, Schneider Electric aportará ahora al canal dos guías de recomendaciones. Estos manuales detallan recomendaciones específicas para enfrentar los retos del mercado, explican las características de esta oferta y permiten conocer las oportunidades de negocio para ese segmento y los beneficios de su implementación. Una de las guías, llamada *Small IT Desing Series*, consiste en varios módulos de entrenamiento *online* para mostrar a los canales las diferentes soluciones de Small IT, los productos que la componen, y poder explicarles las oportunidades de negocio en este segmento.

Asimismo, los participantes tendrán la posibilidad de aprender a manejar la herramienta de configuración que permite diseñar soluciones de Small IT. Eric González, Desarrollador de Negocios y Ofertas para el Cono Sur de APC, será el encargado de interactuar en vivo con los participantes y explicarles los temas entre los que se destacan las soluciones para salas de servidores y red en empresas pequeñas, soluciones para espacios no dedicados o reducidos de IT y estrategias de protección para sucursales bancarias. La segunda guía, *Small IT Solution Guides*, contiene herramientas en PDF que explican de forma muy sencilla cuáles son los retos del mercado y de qué forma las soluciones de Small IT permiten enfrentarlos. Además, se detallan cuáles son los diferentes segmentos de mercado en los que se puede aplicar este tipo de soluciones y los beneficios de configuración. Gracias a estas guías, el canal IT tendrá la oportunidad de ampliar sus conocimientos con respecto a esta solución, que significan un avance para dar respuesta a los problemas que se dan en espacios pequeños y críticos de IT.

Air Products adquiere participación mayoritaria en Indura

Como parte del acuerdo entre Air Products e Invesa, actual accionista mayoritaria de Indura, el actual director, Hernán Briones, se mantendrá a la cabeza del Directorio. Según un comunicado de la empresa, la compra aumentará las oportunidades de expansión de Air Products en la región y elevará las utilidades por acción de la compañía para el año fiscal 2013.

Con casa matriz en Santiago de Chile, Indura es una compañía de gas industrial independiente con importancia en América Latina. Tras esta inversión, Air Products pasará a ser el segundo productor de gas industrial en la región, cuyo crecimiento es superado solamente por Asia. Mediante la adquisición de una participación mayoritaria en Indura, Air Products

ampliará su presencia a 12 países en América Latina, lo que le permitirá beneficiarse de mayores economías de escala y una fuente grande de talento para brindar servicios a clientes multinacionales en un mayor número de mercados.

Indura registra ventas anuales de USD 478 millones. Su negocio integrado de gas y ventas al por menor incluye gases envasados, líquidos a granel y plantas de gases in situ. La compañía cuenta con más de 2.300 empleados, 20 plantas de producción, más de 40 plantas de llenado y más de 100 locales de venta en la Argentina, Chile, Colombia, Ecuador y el Perú. Air Products ya tiene presencia en América Latina a través de sus empresas en la Argentina y el Brasil, además de una empresa conjunta, Grupo Infra, con sede en México.

Air Products suministra gases atmosféricos, procesados y especiales; materiales de alto rendimiento; equipamiento y tecnología. Durante más de 70 años, la compañía ha permitido a sus clientes ser más productivos, eficientes y sostenibles. Más de 18.000 empleados en más de 40 países suministran soluciones innovadoras en energía, Medio Ambiente y mercados emergentes. Esto incluye materiales semiconductores, refinerías de hidrógeno, gasificación de carbón, licuefacción de gas natural, recubrimientos avanzados y adhesivos. En el año fiscal 2011, Air Products obtuvo unos ingresos de 10 mil millones de dólares.



Profesionales & consultores

 VYP CONSULTORES S.A.	Desarrollo de Yacimientos Exploración Análisis de Economía y Riesgos Auditoría y Certificación de R&R
(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar	
El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P	
 GiGa Consulting	Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía
Alejandro Gagliano agagliano@gigaconsulting.com.ar	Edificio Concord Pilar Sección Zafiro Of.101-104 Panamericana Km.49,5 (1629) Pilar - Bs. As. - Argentina Tel: +54 (230) 4300191/192 www.gigaconsulting.com.ar
Hugo Giampaoli hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar	

Promocione sus actividades en **Petrotecnia**

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

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

Chevron, por la seguridad

John Watson, presidente de Chevron Corporation, entregó a Chevron Argentina el premio Zero is Attainable (Cero es posible), por su *performance* en materia de seguridad. Esta es la novena vez que la empresa recibe el premio, que representa más de 9 millones de horas acumuladas sin incidentes de tiempo perdido ni incidentes vehiculares que involucren a empleados o contratistas.



En el área de Medio Ambiente, Chevron Argentina inició un proyecto de remediación de suelos contaminados en su yacimiento Estancia Vieja, en la provincia de Río Negro. El tratamiento se hará a través del método de *landfarming* y la cantidad de suelo por tratar es de aproximadamente unos 18.000 m³.

Cambio de control de Esso a Bidas Corporation

El 27 de septiembre último, se realizó el cambio de control formal de las operaciones de Esso a la empresa Bidas Corporation. Según un comunicado de la empresa, dicho cambio de control implica la efectivización del acuerdo firmado por Bidas Corporation y ExxonMobil International Holding Inc. para la venta de las acciones de una sociedad que abarca los intereses de *downstream* de ExxonMobil en las afiliadas de la Argentina, el Paraguay y el Uruguay, así como su negocio de productos químicos producidos por la refinería de Campana.

Las afiliadas de ExxonMobil referidas y que pasarán a pertenecer a Bidas Corporation son Esso Petrolera Argentina SRL, Esso Standard Paraguay SRL y Esso Standard Oil Company (Uruguay) S.A. Este acuerdo incluye todos los negocios de *downstream* en los tres países conducidos por dichas sociedades, incluyendo:

- La Refinería Campana que comprende la planta de mezcla de lubricantes.
- Una red de aproximadamente 720 estaciones de Servicio Esso (140 sitios propiedad o alquilados por la compañía; 580 propiedad de terceros).
- Los negocios de combustibles industriales y mayoristas.
- Los negocios de combustible marino y de aviación.
- Las terminales de distribución de combustibles en Campana, San Lorenzo y Galván.

Como parte del acuerdo, Bidas Corporation se convertirá en distribuidor exclusivo de lubricantes marca Mobil en la Argentina. El negocio de lubricantes del Paraguay y Uruguay se encuentra excluido de la transacción.

Bidas es una empresa nacida en la Argentina hace más de 50 años, que a lo largo de su historia ha logrado crecer en el mercado de los hidrocarburos, hasta convertirse en la segunda productora argentina de petróleo y gas natural, y extendió sus operaciones a países de la región y a Asia Central. Bidas Corp. es una compañía integrada en partes iguales por Bidas Energy (BEH) y CNOOC, una empresa mixta china que se encuentra entre las principales petroleras del mundo.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para sus consultas técnicas

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

www.foroiapg.org.ar

Nuevos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Digesto de Legislación de Hidrocarburos

Digesto de Legislación de Gas

versiones on line



*UNA RECOPIACIÓN COMPLETA Y ORDENADA
DE TODA LA NORMATIVA NACIONAL Y PROVINCIAL
RELATIVA A LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS
Y EL GAS VIGENTE EN NUESTRO PAÍS.*

Búsquedas multicriterio
Normas y actos administrativos nacionales y provinciales compilados
Actualización cotidiana por email de normas publicadas en el Boletín Oficial Nacional y en los provinciales

www.iapg.org.ar - digestos@iapg.org.ar

NOVEDADES DEL IAPG

El IAPG en Tecnópolis, la industria explicada a todos

Desde su apertura, el 14 de julio último, el *stand* del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) en el predio ferial de Tecnópolis ha recibido 763.000 visitantes, suma realizada hasta el 24 de septiembre.



En efecto, el despliegue de explicaciones y animaciones sobre cómo funciona la industria del petróleo y del gas ha sido de singular atracción. Visitado desde julio, de martes a domingos y feriados, de 12 a 20 horas, el atractivo *stand* ha recibido un promedio de 10.746 personas por día.

El *stand* está dividido en secciones que abarcan imágenes de los pioneros, de los hitos de la industria, de cómo se extraen los hidrocarburos convencionales y no convencionales, y, finalmente, de cómo afectan el petróleo y el gas nuestras vidas diarias.

Guías especializados explican a los visitantes toda la información y objetos de la industria que se pueden ver allí. Al mismo tiempo, en un aula educativa se imparten charlas sobre el uso racional y eficiente de la energía; y se hacen visitas guiadas a grupos escolares.

Además, se ofrecen talleres educativos con soporte audiovisual los sábados, domingos y feriados, a razón de cinco por día, a partir de las 14.00. Estos talleres duran 30 minutos, aproximadamente, y hasta la fecha se han realizado más de 70, con 3.500 personas de público, sobre todo familias que se interesan sobre un uso responsable de la energía.

En el *stand* también se han dispuesto videos informativos sobre el origen y la extracción del petróleo y el gas; el transporte del petróleo; el transporte del gas; los yacimientos no convencionales, una fotonovela que ilustra la presencia de los hidrocarburos en la vida cotidiana y una muestra audiovisual del uso racional y eficiente de la energía. Como si todo lo anterior fuese poco, para entretenerse hay pantallas táctiles con juegos interactivos.

Certificación de Oficios en la Seccional Comahue

La Seccional Comahue del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), mediante su subcomisión de Calidad, continúa desarrollando un programa de Certificación de Oficios destinado a la industria petrolera regional.

Este programa asegura los conocimientos de las personas encargadas de desarrollar las actividades relacionadas con el mantenimiento y operación de plantas y campos petroleros.

El primer oficio certificado fue el eléctrico, que se realizó en el 2008 con total éxito y que comprendió un piloto de certificación de 50 oficiales de la especialidad. Una vez superada esta etapa, la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), continuó con la certificación del personal de ese rubro.

Regional Académica Confluencia Universidad Tecnológica Nacional		Calificación Promedio: 82,50
Alday, Segundo Ariel		Válida: 1/6/2011
D.N.I.: 18304588		Firma Docente
C.U.C.I.: 20-18394588-7		Credencial Nro: 25
Ha certificado como nivel = 1		Firma y sello Dpto.
En el oficio de: Electricista		Firma y sello Sr. Clavero, Director y Enc. Universitario
Especialidad: Industria Petrolera		Firma y sello Director

Para el diseño e implementación del citado programa, se contó con la participación de representantes de empresas integrantes del IAPG, especialistas de las compañías de los diferentes rubros por certificar y profesores de la UTN, quienes definieron la matriz del conocimiento del personal operativo, el diseño de exámenes teórico-prácticos, la instalación de talleres, la logística y los recursos económicos de soporte.

La UTN fue la encargada de certificar los conocimientos, previa evaluación individual y, posteriormente, de entregar los respectivos certificados, en el marco del convenio firmado con el IAPG. La certificación tiene una validez de dos años, que debe ser revalidada.

En 2009, además de certificar al personal del rubro eléctrico, se terminó el diseño del programa de oficios de la especialidad mecánica, luego se sumó en 2011, el nuevo oficio de instrumentación, elaborado por los referentes de la especialidad durante 2010.

Por último, este mes de octubre se suma el cuarto oficio: Montador de Línea Eléctricas, y con el fin de dar continuidad a este programa también se inició el nuevo oficio de Eléctrico de Torres, que estará vigente el próximo año.

El equipamiento de los talleres de los oficios implica un gran esfuerzo de las compañías mediante la donación o compra de los equipos para efectuar las prácticas, también se compraron herramientas, instrumentos, mesa de trabajo, armarios, matafuegos, equipos de seguridad, etcétera.

Los postulantes para realizar la certificación, además de la entrevista personal, deben pasar un examen teórico de 30 preguntas y obtener un 70% de aprobación, y no más de un módulo con puntaje inferior al 70%. Para el examen práctico,



Grupo montador de líneas eléctricas.

se implementan 3 o 4 casos reales con orden de trabajo. Además de los conocimientos técnicos, se evalúan aspectos como seguridad, calidad, productividad y prolijidad. La aprobación de las dos instancias permite al postulante recibir el carnet de certificación emitido por la UTN.

Análisis de parafinas en la Cuenca Neuquina

Entre otras actividades de la Seccional Comahue, se formalizó recientemente una Comisión ad hoc, relativa al análisis de la problemática de las parafinas en la Cuenca Neuquina.

De este modo, se determinaron los lineamientos de los estudios, comenzando con una caracterización del tipo de parafina para cada formación de la cuenca. Esto se realizará bajo norma y auditado por la Universidad del Comahue.

Finalizado el estudio, se consensuará con la universidad y las empresas de servicio la mejor tecnología para tratar cada tipo de parafina.

Asimismo, se definió el listado de ensayos propuesto para caracterizar la parafina.

Se espera aún una respuesta de la universidad para que se comuniquen qué ensayos estarían ya en condiciones de realizar y cuáles no. Se charló al mismo tiempo sobre la posibilidad de ayudarla para la compra de materiales necesarios por medio del IAPG.

En el caso de los ensayos que la universidad está en condiciones de realizar se solicitarán los costos que implicará llevarlos a cabo.

El objetivo de esta etapa es desarrollar un mapa de parafinas en la Cuenca Neuquina para luego establecer las metodologías recomendadas para los distintos tipos de petróleo.



Derecho Ambiental en la Seccional Cuyo

En el marco de las Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo realizadas por el IAPG en la ciudad de Mendoza (en trabajo conjunto con la Seccional Cuyo y la Seccional Comahue, ver página 108) del 19 al 21 de septiembre, la Seccional Cuyo organizó dos actividades afines.

La primera fue una serie de conferencias sobre Derecho Ambiental para no especialistas, realizadas el 11 y 12 de septiembre en el Executive Hotel de la ciudad de Mendoza. Allí, a cargo del Dr. Horacio Payá, experto en Derecho Ambiental, se proporcionó a los participantes conocimientos específicos sobre dicho tema en la industria del petróleo y del gas. Las conferencias estuvieron dirigidas a técnicos y profesionales de la industria.

El programa abarcó una introducción a la cuestión ambiental, su evolución y principales tendencias mundiales; los tratados internacionales de los que la Argentina es parte y el Derecho Ambiental argentino propiamente dicho, en cuanto a cuestiones jurisdiccionales y de competencia; el reparto de competencias entre la Nación y las provincias; las fuentes de responsabilidad en materia ambiental; el daño ambiental colectivo; la distinción entre daños individuales y colectivos; la responsabilidad por daños a las personas y a las cosas a través del ambiente; el régimen legal de los residuos peligrosos; el marco legal de la actividad petrolífera y gasífera; entre otros temas. No faltaron los aspectos ambientales sobre la producción de hidrocarburos no convencionales.



Conferencias sobre la industria de los hidrocarburos en la UNC

La segunda actividad que también la Seccional Cuyo organizó en el marco de las Jornadas, estuvo destinada a todos los alumnos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo (UNC) de todas las especialidades. Las conferencias se realizaron el día 19 de septiembre en el aula magna de la UNC y fueron dictadas por el Lic. Eduardo Mario Barreiro y el Ing. Juan José Trigo –presidente del Comité Organizador de las Jornadas–; ambos con una prestigiosa trayectoria en la industria del petróleo y del gas.

Los expositores se refirieron al petróleo y al gas no convencionales; a la refinación en la Argentina; se impartieron conceptos básicos de recuperación mejorada de petróleo (EOR),



las perspectivas futuras en la producción de hidrocarburos en la Argentina y en cuanto a temas más centrados en los estudiantes, se habló de las carreras relacionadas con los hidrocarburos y su futuro.

CD de "Rocas Reservorio"

Ante la continua demanda que desde su aparición ha tenido el libro *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, realizado con motivo del V.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo), en el año 2002, el IAPG ha reeditado en formato CD esta publicación.

Se trata del mismo contenido, ahora en versión digital, de una obra de consulta que ha devenido en imprescindible para los profesionales de las geociencias aplicadas al petróleo y al gas, y que constituye un hito en la bibliografía de este Instituto. Editado por el Dr. Mario Schiuma y los licenciados en Geología Gerardo Hinterwimmer, Gustavo Vergani; en su momento tuvo como objetivo lograr un compendio de todas las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, en una integración de la geología de exploración, la de desarrollo, y las distintas disciplinas y tecnologías.

Por ello se reunieron los trabajos de geocientíficos que operan día tras día con estos reservorios. El resultado de la obra de los más de 70 autores invitados está organizado del siguiente modo:

- Un conjunto de gráficos que muestra la incorporación de reservas por década y el peso relativo de cada cuenca.
- Una introducción por cuenca, que describe la evolución de las ideas geológicas y su impacto en los descubrimientos.
- El análisis de cada roca reservorio, que, en conjunto, totalizan 43 trabajos redactados por los especialistas invitados.

Las cuencas analizadas exhaustivamente son: Cuenca Austral, Cuenca del Golfo San Jorge, Cuenca Neuquina, Cuenca Cuyana y Cuenca del Noroeste.



Para más información, dirigirse al sector Publicaciones del IAPG, Maipú 639, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, comunicarse por teléfono al 5277-4274 o enviar un e-mail a publicaciones@iapg.org.ar.

Cursos

OCTUBRE

NACE CIP1 – Inspector de Revestimientos Nivel 1

Instructor: *J. A. Padilla*

Fecha: 1 al 6 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la Industria del Gas

Instructores: *C. Casares, J. J. Rodríguez, B. Fernández, E. Fernández, O. Montano*

Fecha: 2 al 5 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Evaluación de Perfiles de Pozo Entubado

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 9 al 12 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Taller para la Unificación de Criterios para la Evaluación de Reservas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 15 y 16 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Factores Económicos de la Industria del Petróleo

Instructor: *A. Cerutti*

Fecha: 17 al 19 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: 17 al 19 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Project Management Workshop. Oil & Gas

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 22 al 24 de octubre. Lugar: Buenos Aires

Introducción a la Industria del Petróleo

Instructores: *B. Ploszkiewicz, A. Liendo, M. Chimienti, P. Subotovsky, A. Cerutti*

Fecha: 29 de octubre al 2 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NOVIEMBRE

NACE CP1–Programa de Protección Catódica 1. Ensayista de Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE CP2 – Programa de Protección Catódica 2. Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Ingeniería de Reservorios de Gas

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 19 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

Taller de Análisis Nodal

Instructores: *P. Subotovsky y F. Resio*

Fecha: 27 al 30 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

Evaluación de Proyectos 2. Riesgo, Aceleración y Mantenimiento-Reemplazo

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 3 al 7 de diciembre. Lugar: Buenos Aires



Elecciones en el IAPG Houston

El IAPG Houston, basado en Texas, Estados Unidos, realizó recientemente sus elecciones anuales, de las que resultó electa como presidenta la Licenciada en Geología Amalia Olivera-Riley, además de otros profesionales que fueron elegidos para otros cargos.

La ceremonia tuvo lugar el 4 de agosto último en el ya tradicional restaurante Uruguayo/Argentino Tango & Malbec, en una reunión íntima a la que asistieron los miembros y directores del IAPG Houston.

Allí, el presidente saliente, el Ing. Stanley Little (2011-2012), hizo un recuento de tareas realizadas y de los planes futuros, entre ellos las actividades como los foros y la continuidad de las becas. Además, entregó ceremonialmente el mando a la nueva dirigente y detalló los demás cargos electos para el período 2012-2013:

Presidente:	Amalia Olivera-Riley
Presidente electo:	Tomás Zapata
Vicepresidente:	Joe Amador
Presidente anterior:	Stanley Little
Tesorero:	Alberto Orozco
Secretario:	Tim Samples
Directores:	Francisco Balduzzi, Miguel Di Vincenzo Juan Martín Bulgheroni Jorge Foglietta Carlos A. Garibaldi Daniel Pintabona Lucas Santimoteo Nicolas Scalzo Scott Stewart Daniel A. Trujillo José L. Vittor



Stanley Little, Tim Samples, Tomás Zapata, Amalia Olivera-Riley y Joe Amador.



Nuevo foro

En el marco de las actividades del IAPG Houston, se realizó recientemente un foro, "Latin America, a Continent on Fire-or Under Fire", impartido por el VP Upstream Research de IHS CERA, Bob Fryklund, el 13 de septiembre último.

La charla contó con una concurrencia de más de 60 personas de la industria, que siguieron la presentación con mucho interés.

Como se desprende del título de la conferencia, hizo hincapié sobre los grandes descubrimientos a nivel mundial de los últimos dos años, y en los que América Latina se ubica en los lugares más altos: los descubrimientos masivos del *pre-salt* en Brasil, los descubrimientos del Perú, la actividad de Venezuela y la nueva senda que atraviesa la Argentina.

Sin embargo, según el experto, la actividad exploratoria en América Latina se ha desacelerado recientemente, en parte debido al hecho de que el Brasil se ha estado volcando al desarrollo; pero también en virtud de otros descubrimientos de escala mundial; por ejemplo en África oriental, el margen ecuatorial africano, Kurdistan, etcétera.



A pesar de ello, América Latina tiene muchos *plays* exploratorios emergentes o en etapa de maduración que son parte del interés que concentra los ojos de la comunidad de inversores.

El próximo foro organizado por el IAPG Houston se realizará del 5 al 7 de noviembre con el título de "Complex reservoir fluids", y hará foco en todos los nuevos desarrollos de tecnología para la gestión de exploración, reservorios y producción de EOR/IOR e, incluso, captura de CO₂.

ÍNDICE DE ANUNCIANTES



Aesa	13	Medanito	20
Aog	97	Mole Pigs	58
Argenta Energía	99	Nabors International Argentina	37
Bolland	75	Norpatagonica Lupatech	12
Buhlmann Argentina	71	Pan American Energy	Retiro de tapa
Bureau Veritas	61	Petroconsult	103
Compañía Mega	19	Registros de Pozos	110
Del Plata Ingeniería	47	San Antonio Internacional	63
Devco International	64	Schlumberger Argentina	9
Digesto de Hidrocarburos	117	Skanska	33
Electrificadora Del Valle	41	So Energy	29
Emepa	55	Techint	59
Emerson	49	Tecna	27
Enarsa	43	Tecpetrol	17
Ensi	39	Total	7
Foro Iapg	116	Transmerquim Argentina	Contratapa
Giga	115	Tubhier	53
Halliburton Argentina	31	V y P Consultores	42 y 115
Ibc- International Bonded Couriers	114	Wärtsila Argentina	25
Iph	81	World Shale O&G Latin America Summit	111
Jhp International Petroleum	Retiro de contratapa	Zoxi	24
José Nicastro	83		
Kamet	21		
Lng 2013	89	Suplemento estadístico	
Lufkin Argentina	51	Industrias Epta	Contratapa
Marshall Moffat	23	Ingeniería Sima	Retiro de tapa
Martelli Abogados	22	Texproil	Retiro de contratapa



HACIA EL FUTURO

- BUSCAMOS OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN UPSTREAM
- FUSIONES Y ADQUISICIONES
- FARM IN Y ASOCIACIONES
- INVERSIÓN EN TITULOS
- SWAP



jhppetroleuminternational.com



JHP INTERNATIONAL PETROLEUM ENGINEERING LIMITED

Ciudad de Buenos Aires, Argentina: Bouchard 710, Piso 10°, Of. 19 (C1106ABL)

Ciudad de Salta, Argentina: Los Cebiles 100 (A4408JYB)

Tel: +54 387 4398484

Email: xn.zhong@petroap.com

SUPERAMOS SUS EXPECTATIVAS



Por casi tres décadas, GTM ha sido el distribuidor líder de productos químicos, materias primas y servicios de logística en América Latina.

Con presencia en 13 países en Latinoamérica y oficinas de suministro en Estados Unidos y China, mantenemos una extensa red de abastecimiento, distribución e instalaciones logísticas.

GTM provee a sus clientes una extensa gama de productos para el sector de petróleo y gas, además de servicios de mezcla y envasado para un amplio rango de sectores industriales como pinturas y lacas, agricultura,

construcción, minería, productos farmacéuticos, tratamiento de aguas, cuidado personal y alimentos, entre otros.

Ofrecemos un canal eficiente para comercializar productos de renombrados proveedores a nivel mundial, regional y local, al tiempo que nos comprometemos con los más altos estándares internacionales de operación y seguridad.

Nuestra creatividad, velocidad de respuesta y el compromiso de nuestra gente colaboran en la resolución de problemas para erigir y consolidar exitosamente su negocio.



SU SOCIO DE CONFIANZA
EN AMÉRICA LATINA

WWW.GTM.NET